

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA  
SUMUR dan KECEPATAN INTERVAL SEISMIK  
(Studi Kasus: Lapangan Penobscot)**

**SKRIPSI**

oleh:  
**SHEILA KUSUMA PUTRI**  
**135090700111003**



**JURUSAN FISIKA**  
**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**  
**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**  
**MALANG**  
**2017**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA  
SUMUR dan KECEPATAN INTERVAL SEISMIK  
(Studi Kasus: Lapangan Penobscot)**

oleh :

**SHEILA KUSUMA PUTRI  
135090700111003**

**Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji  
pada tanggal.....  
Dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar  
Sarjana Sains dalam bidang Fisika**

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**

**Adi Susilo, Ph.D  
NIP. 19631227 199103 1 002**

**Sunawar Kunaifi**

**Mengetahui,  
Ketua Jurusan Fisika  
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**

**Prof. Dr. Muhammad Nurhuda, Rer.Nat  
NIP. 19640910 199002 1 001**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

## **LEMBAR PERNYATAAN**

**Saya yang bertanda tangan di bawah ini :**

**Nama** : Sheila Kusuma Putri  
**NIM** : 135090700111003  
**Jurusan** : Fisika  
**Penulis Skripsi Berjudul** : Prediksi Tekanan Pori  
menggunakan Data Sumur dan  
Kecepatan Interval Seismik (Studi  
Kasus: Lapangan Penobscot)

**Dengan ini menyatakan bahwa:**

1. Isi dari skripsi yang saya buat adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Tinjauan pustaka yang tercantum pada skripsi ini semata-mata hanya digunakan sebagai rujukan atau referensi.
2. Apabila dikemudian hari ternyata Skripsi yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya bersedia menanggung segala risiko yang akan saya terima.

**Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.**

**Malang, Juli 2017**  
**Yang menyatakan,**

**(Sheila Kusuma Putri)**  
**NIM. 135090700111003**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA  
SUMUR dan KECEPATAN INTERVAL SEISMIK  
(Studi Kasus: Lapangan Penobscot)**

**ABSTRAK**

Lapangan Penobscot merupakan salah satu lapangan produksi migas di Cekungan Scotia. Memprediksi tekanan pori bawah permukaan bisa dilakukan dengan menggunakan data sumur atau data seismik. Pada penelitian ini, data seismik diinversi untuk mendapatkan kecepatan dari impedansi akustik yang selanjutnya ditransformasikan menjadi tekanan pori. Dengan menggunakan persamaan empiris Bowers untuk mentransformasikan nilai kecepatan menjadi nilai tekanan pori. Metode Bowers merupakan salah satu metode yang menggunakan kecepatan interval sebagai salah satu parameter perhitungan tekanan pori. Metode ini memperhitungkan parameter yang bekerja pada mekanisme pembebanan maupun non pembebanan yang mengakibatkan terbentuknya zona *overpressure*. Tujuan dari studi ini adalah untuk menghitung nilai tekanan pori sebelum proses pengeboran pada lingkungan penelitian dengan menggunakan data seismik, agar proses pengeboran berjalan lebih efisien dan ekonomis. Berdasarkan peta distribusi tekanan pori pada Lapangan penobscot,, terjadi kenaikan tekanan pori dari tekanan hidrostatiknya yaitu pada kedalaman 8800 ft dengan nilai tekanan pori sebesar 4500 psi yang berada di formasi Missisauga.

**Kata Kunci : Tekanan Pori, Metode Bowers, Lapangan Penobscot**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA  
SUMUR dan KECEPATAN INTERVAL SEISMIK  
(Studi Kasus: Lapangan Penobscot)**

***ABSTRACT***

Penobscot field is one of the oil and gas production fields in the Scotia Basin. Predicting subsurface pore pressures can be done using well data or seismic data. In this study, the inverted seismic data to obtain the velocity of the acoustic impedance is subsequently transformed into pore pressure. Using the Bowers empirirs equation to transform the velocity value into a pore pressure value. Bowers method is one method that uses interval veloctiy as one parameter of pore pressure calculation. This method takes into account the parameters that work on both the loading and non-loading mechanisms which result in the formation of overpressure zones. The purpose of this study was to calculate pore pressure values before drilling in the research environment using seismic data, so that the drilling process runs more efficiently and economically. Based on the pore pressure distribution map at Penobscot Field, there is an increase of pore pressure from the hydrostatic pressure that is at a depth of 8800 ft with a pore pressure value of 4500 psi in the formation of Missisauga.

**Keywords : Pore Pressure, Bowers Method, Penobscot Field**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

## KATA PENGANTAR

*Alhamdulillah* penulis haturkan ke hadirat Allah SWT., juga shalawat salam penulis haturkan kepada junjungan Rasulullah Muhammad SAW., bahwa dengan keberkahan hidayah, inayah dan nur dari Allah serta syafa'at dan keberkahan *Jah* Rasullullah, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **“Prediksi Tekanan Pori Menggunakana Data Sumur dan Kecepatan Interval Seismik (Studi Kasus: Lapangan Penobscot)”**. Laporan ini disusun sebagai salah satu syarat kelulusan sarjana tingkat Strata-1 (S1) di Jurusan Fisika Universitas Brawijaya.

Pada kesempatan ini, penulis menyampaikan bahwa laporan Tugas Akhir ini disusun sebagai laporan pelaksanaan penelitian di PT. Halliburton Indonesia, Devisi FRS selama kurang lebih dua bulan. Banyak pihak yang terlibat dan memberikan kontribusi ilmiah, moril dan materil baik secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis selama pelaksanaan penelitian dan penyusunan skripsi ini. Ucapkan terima kasih penulis sampaikan kepada:

1. Keluarga penulis, kedua orang tua Bapak Lasiran dan Ibu Siti Setyawati serta dek Adheilino Bagas dan Autesya Kumala yang telah memberian dukungan do'a dan kasih sayangnya, sehingga penulis dapat menyelesaikan perkuliahan dan penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Prof. Dr. Muhammad Nurhuda, Rer.Nat selaku ketua jurusan Fisika FMIPA Universitas Brawijaya, atas segala bimbingan selama penulis menjalani studi S-1.
3. Bapak Drs. A.M. Juwono, M.Sc., Ph.D selaku Ketua Program Studi Geofisika FMIPA Universitas Brawijaya atas segala dukungan selama penulis menjalani studi S-1.
4. Bapak Adi Susilo, Ph.D. Selaku pembimbing I Tugas Akhir yang telah mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
5. Mas Sunawar Kunaifi selaku Pembimbing II Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir di PT. Halliburton Indonesia.

6. Mas Banu dan semua divisi Formation & Reservoir Solution yang telah banyak memberikan masukan selama Tugas Akhir berlangsung,
7. Mas M. Noor Alamsyah (Mas Koko) PetroChina International Jabung Ltd. yang selalu membagikan ilmu dan motivasinya kepada penulis saat penulis menjalankan studi S-1,
8. Mbak Lia Reulina Ketaren dan Bella Dina Safitri PetroChina International Jabung Ltd. yang selalu membagikan ilmu dan motivasinya kepada penulis saat menjalani Tugas Akhir
9. Ibu Rusalida Ragunawati sebagai Geologist Pertamina Hulu Energi yang selalu memberikan semangat kepada penulis,
10. Bapak Awang Satyana yang memberikan motivasi pada saat pelaksanaan tugas akhir hingga sekarang,
11. Sahabat-sahabat HMGI 2016 yang selalu memberikan dukungan kepada penulis,
12. Teman-teman Geofisika Brawijaya 2013 yang saya cintai dan banggakan.
13. Pihak-pihak lainnya yang membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini, namun tidak dapat dituliskan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa dalam kepenulisan dan penyajian skripsi ini banyak memiliki kekurangan dan jauh dari kesempurnaan. Sehingga saran dan kritik yang bersifat membangun sangat penulis harapkan. Semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kemajuan dan perkembangan ilmu geofisika di masa yang akan datang. Penulis dapat dihubungi melalui e-mail [sheilakusumap@gmail.com](mailto:sheilakusumap@gmail.com).

Malang, Juli 2017

Sheila Kusuma Putri

## DAFTAR ISI

xiii

3.2 Data Penelitian.....	31
3.3 Perangkat Penelitian .....	32
3.4 Diagram Alir.....	32
3.5 Pengolahan Data.....	33
3.5.1 Analisis Ketersediaan Data.....	33
3.5.2 Pengolahan Data Sumur .....	33
3.5.3 Pengolahan Data Seismik .....	38
3.5.4 Validasi Tekanan Pori Berdasarkan Data Sumur dan Seismik .....	41
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	43
4.1 Analisa Prediksi Tekanan Pori dari Sumur .....	43
4.1.1 Analisa <i>Shale Points</i> .....	43
4.1.2 Analisa Tekanan <i>Overburden</i> .....	45
4.1.3 Analisa Prediksi Tekanan Pori Formasi .....	47
4.2 Analisa Tekanan Pori dari Data Seismik.....	51
4.3 Analisa Kalibrasi Tekanan Pori dari Data Seismik dan Data Sumur.....	54
BAB V PENUTUP .....	57
5.1 Kesimpulan .....	57
5.2 Saran.....	57
DAFTAR PUSTAKA.....	59
LAMPIRAN .....	61

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Diagram <i>pressure vs depth</i> pada cekungan klastik (Dutta, 2002).....	5
<b>Gambar 2.2</b> Profil tekanan-kedalaman dan data log yang memperlihatkan respon <i>overpressure</i> karena <i>loading mechanism</i> (Ramdhan dan Goulty, 2010). ....	10
<b>Gambar 2.3</b> Respon tekanan efektif terhadap mekanisme pembentukan <i>overpressure</i> (Bowers, 2002). ....	11
<b>Gambar 2.4</b> Profil tekanan-kedalaman dan data log yang memperlihatkan respon <i>overpressure</i> karena <i>unloading mechanism</i> (Ramdhan dan Goulty, 2010). ....	13
<b>Gambar 2.5</b> Indikasi dari <i>overpressure</i> pada plot konduktivitas. Perubahan konduktivitas berhubungan dengan perubahan porositas <i>shale</i> (Rider, 2000). ....	15
<b>Gambar 2.6</b> <i>Overpressure</i> dilihat oleh penurunan bulk density dan break pada kurva normal compaction trend. Log Gamma ray menunjukkan intervalnya pada litologi shale (Rider, 2000). ....	17
<b>Gambar 2.7</b> Ilustrasi jalur gelombang P melalui matriks dan pori batuan yang menunjukkan hubungan antara waktu yang diperlukan untuk melewati matriks dan fluida. Hal ini memberikan dasar perhitungan porositas sonik (Rider, 2000). ....	18
<b>Gambar 2.8</b> Tren log sonik yang mengindisikasi <i>overpressure</i> ; bagian atas respon log sonik untuk <i>overpressure</i> yang disebabkan oleh pembebanan dimana log sonik menjadi stagnan terhadap kedalaman. Bagian bawah: respon log sonik terhadap <i>overpressure</i> yang disebabkan oleh selain pembebanan, dimana terjadi pembalikan/reversal (Bowers, 1995). ....	19
<b>Gambar 2.9</b> Diagram <i>interval velocity vs kedalaman</i> pada <i>undercompacted zone</i> (Mouchet dan Mitchell, 1989). ....	21
<b>Gambar 2.10</b> Susunan struktur cekungan Scotia. (Campbell, 2015) .....	24
<b>Gambar 2.11</b> Kolom stratigrafi paparan Scotia. (MacLean and Wade, 1993).....	25
<b>Gambar 3.1</b> Peta dasar ( <i>basemap</i> ) lapangan Penobscot.....	31
<b>Gambar 3.2</b> Diagram alir penelitian.....	33

<b>Gambar 3.3</b> Pembuatan <i>Shale Baseline</i> dan <i>Shale Point</i> .....	34
<b>Gambar 3.4</b> Perhitungan Tekanan <i>Overburden</i> .....	35
<b>Gambar 3.5</b> Garis biru menunjukkan hasil perhitungan nilai tekanan pori.....	37
<b>Gambar 3.6</b> Kecepatan interval seismik pada sumur B-41. ....	39
<b>Gambar 3.7</b> Kecepatan interval seismik pada sumur L-30. ....	40
<b>Gambar 3.8</b> Analisis perbandingan data sonik dari kecepatan interval seismik dan data seismik pada sumur. ....	42
<b>Gambar 4.1</b> Analisa <i>shale baseline</i> dan <i>Shale points</i> pada Log Gamma Ray Sumur B-41. ....	43
<b>Gambar 4.2</b> Analisa <i>shale baseline</i> dan <i>Shale points</i> pada Log Gamma Ray Sumur L-30.....	44
<b>Gambar 4.3</b> Analisa tekanan <i>overburden</i> sumur B-41.....	45
<b>Gambar 4.4</b> Analisa tekanan <i>overburden</i> sumur L-30. ....	46
<b>Gambar 4.5</b> Hasil analisis prediksi tekanan pori pada sumur B-41.	48
<b>Gambar 4.6</b> Hasil analisis prediksi tekanan pori pada sumur L-30.	50
<b>Gambar 4.7</b> Hasil persebaran tekanan pori pada domain kedalaman (ft).....	52
<b>Gambar 4.8</b> Hasil persebaran tekanan pori pada domain waktu (ms) .....	53
<b>Gambar 4.9</b> Hasil kalibrasi antara tekanan pori dari sumur dan seismik pada sumur B-41 (sebelah kiri) dan sumur L-30 (sebelah kanan). ....	55



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Gradien Tekanan Hidrostatik Normal. ....	6
---	---

## LAMPIRAN-LAMPIRAN

Tabel 1 Perhitungan Tekanan Hidrostatik Sumur B-41.....	61
Tabel 2 Perhitungan tekanan <i>overburden</i> sumur B-41 .....	62
Tabel 3 Perhitungan tekanan pori menggunakan metode Bowers pada sumur B-41 .....	63
Tabel 4 Perhitungan Tekanan Hidrostatik Sumur L-30.....	64
Tabel 5 Perhitungan tekanan <i>overburden</i> sumur L-30 .....	65
Tabel 6 Perhitungan tekanan pori menggunakan metode Bowers pada sumur L-30 .....	66

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Keberhasilan dalam melakukan pengeboran memiliki arti yang besar dalam dunia perminyakan. Keberadaan zona *overpressure* dan tekanan pori merupakan fondasi dalam perencanaan program pengeboran untuk memastikan suatu pengeboran berjalan dengan aman dengan biaya yang seefisien mungkin. Tekanan pori merupakan istilah untuk mendeskripsikan tekanan fluida dalam pori-pori batuan bawah permukaan. Ketika tekanan pori melebihi dari tekanan hidrostatiknya maka dapat dikatakan sebagai *overpressure*.

Adanya bencana pengeboran yang diakibatkan oleh lapisan *overpressure* terjadi pada sumur macondo di teluk Meksiko pada tahun 2010. Bencana tersebut mengakibatkan kerugian materi, menewaskan 11 orang pekerja dan hampir 5juta barrel minyak tertumpah mencemari laut sekitarnya.

Melalui data sumur pengeboran memberikan informasi yang cukup banyak untuk mendeteksi zona *overpressure* sebagai pedoman dalam melakukan pengeboran pada sumur selanjutnya namun bersifat lokal. Adanya keterbatasan data sumur, sehingga data seismik refleksi dapat digunakan dalam mendeteksi zona *overpressure* dalam skala regional.

Keberadaan *overpressure* di sebuah cekungan sedimen dikontrol oleh faktor geologi seperti evolusi tektonik, konfigurasi batuan dasar, sejarah pemendaman (*burial history*), *gradien geothermal*, litologi dan komposisi mineralogi dari batuan sedimen pengisi cekungan. Melalui faktor geologi tersebut akan menghasilkan distribusi dan mekanisme pembentukan *overpressure*. Melalui informasi distribusi dan mekanisme pembentukan *overpressure* ini sangat penting dalam memprediksi dengan akurat keberadaan

*overpressure* di suatu cekungan sedimen. Dengan prediksi yang akurat, masalah-masalah operasional pemboran dapat dihindari.

Lokasi penelitian berada pada lingkungan lepas pantai (*offshore*) Cekungan Scotia, Canada. Cekungan Scotia merupakan cekungan berumur Major Jurassic yang memiliki potensi hidrokarbon. Telah dilakukan pengeboran di lapangan ini pada tahun 1976 oleh perusahaan minyak Petro-Canada Shell hingga menembus Formasi Abenaki. Keberadaan zona *overpressure* pada lapangan penghasil hidrokarbon seringkali menimbulkan permasalahan selama pengeboran. Oleh sebab itu sangat penting untuk diketahui kondisi lapangan terkait *overpressure* untuk menghindari kegagalan dalam pengeboran. Oleh karena itu, diharapkan informasi mengenai *overpressure* hasil dari penelitian ini akan dapat memberikan tambahan data dan referensi terhadap pemahaman *overpressure* di daerah penelitian.

Penelitian ini dilakukan untuk memprediksi tekanan pori pada lapangan Penobscot, Cekungan Scotia, Canada. Data sumur dan kecepatan interval seismik yang didapat dari seismik inversi AI (Akustik Impedance) digunakan pada penelitian ini.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Adapun rumusan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana memprediksi besar tekanan pori di sumur daerah penelitian?
2. Bagaimana persebaran *overpressure* berdasarkan data sumur dan data seismik di daerah penelitian?

## **1.3 Batasan Masalah**

Batasan masalah dalam penelitian ini ialah:

1. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan Penobscot.
2. Perhitungan tekanan pori hanya berdasarkan metode Bowers.
3. Data sumur di lokasi penelitian terdiri dari 2 sumur, yaitu L-30 dan B-41,

4. Data seismik 3D *Post Stack Time Migration* dan kecepatan interval yang didapatkan dari hasil seismik yang digunakan sebagai pengolahan lanjut.

#### **1.4 Tujuan**

Tujuan dari dilakukannya studi ini adalah sebagai berikut :

1. Memprediksi besar tekanan pori dari data sumur dan seismik menggunakan metode Bowers.
2. Membuat peta persebaran *overpressure* secara vertikal berdasarkan data sumur dan data seismik.

#### **1.5 Hasil Penelitian yang Diharapkan**

Penelitian ini diharapkan mampu memberikan gambaran mengenai zona *overpressure* pada lapangan Penobscot. Hasil dari perhitungan tekanan pori pada lapangan penelitian ini diharapkan mampu menghindari adanya permasalahan saat pengeboran berlangsung.

#### **1.6 Manfaat Penelitian**

Manfaat dilakukannya penelitian ini adalah :

1. Bagi Keilmuan
  - Mengaplikasikan bidang keilmuan geofisika dan geologi yang diperoleh selama perkuliahan dalam bidang industri migas.
  - Mengetahui lokasi zona *overpressure* pada Lapangan Penobscot.
2. Bagi Industri
  - Dapat dijadikan referensi dalam melakukan kegiatan pengeboran selanjutnya.

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

## BAB II

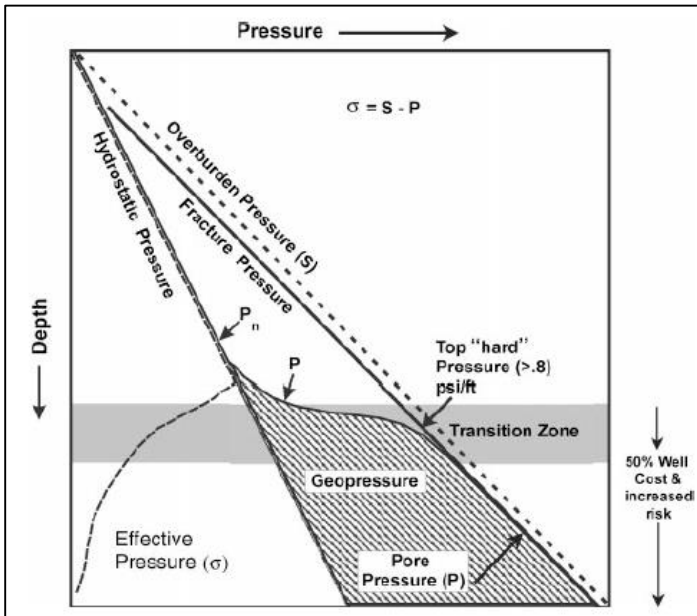
### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Definisi dan Konsep Tekanan

Berdasarkan prinsip Terzhagi (1943), tekanan pori didefinisikan sebagai perbedaan antara tekanan *overburden* ( $S$ ) dengan tekanan efektif ( $\sigma$ ) yang dapat dituliskan sebagai berikut.

$$P = S - \sigma \quad (2.1)$$

Tekanan efektif ( $\sigma$ ) mengontrol proses kompaksi sedimen, dimana jika terjadi pengurangan tekanan efektif pada kedalaman tertentu berarti terjadi pengurangan kompaksi batuan yang menghasilkan tekanan *overpressure*.



**Gambar 2.1** Diagram *pressure vs depth* pada cekungan klastik (Dutta, 2002).

Dutta menjelaskan beberapa tekanan yang saling berkaitan pada area *subsurface* (Gambar 2.1). Tekanan-tekanan tersebut adalah tekanan pori/*pore pressure*, tekanan normal/*hidrostatic pressure*, tekanan *overburden* dan tekanan abnormal. Pada sub bab ini akan dibahas secara singkat mengenai tekanan-tekanan yang dimaksud di atas.

### 2.1.1. Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik merupakan tekanan yang diakibatkan oleh berat fluida yang berada di dalam pori-pori batuan. Nilai tekanan hidrostatik untuk setiap fluidanya akan berbeda-beda. Untuk air tawar yang memiliki densitas 1 gr/cc, nilai gradien tekanan hidrostatiknya sebesar 0,433 psi/ft. Tabel 2.1 menunjukkan gradien tekanan hidrostatik normal untuk beberapa fluida.

**Tabel 2.1** Gradien Tekanan Hidrostatik Normal.

<b>Specific gravity</b>	<b>API gravity</b>	<b>Normal hydrostatic gradient (psi/ft)</b>	<b>Total Dissolved Solids (ppm)</b>
1.14 (brines)	-7.5°	0.494	210,000
1.12	-5.2°	0.485	175,800
1.10	-2.7°	0.476	143,500
1.05	3°	0.455	69,500
1.00 (fresh water)	10°	0.433	zero
0.95	17°	0.411	
0.9	25°	0.390	
0.85 (light oil)	35°	0.368	
0.8	45°	0.346	
0.7	60°	0.303	
0.4 (gas)		0.130	



Tekanan hidrostatik yang diakibatkan tinggi kolom air dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$P = \rho_w g z \quad (2.2)$$

Atau apabila dalam persamaan gradien menjadi:  $\frac{dP}{dz} = \rho_w g \quad (2.3)$

Dengan:

P = tekanan fluida atau tekanan pori (Pascals)

$\rho_w$  = densitas air ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

g = percepatan gravitasi ( $9,81 \text{ m/s}^2$ )

z = ketinggian kolom air (dihitung dari datum (meter))

### 2.1.2. Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang dihasilkan akibat dari pembebanan material sedimen yang berada di atasnya, termasuk fluida yang mengisi pori-pori batuan. Nilai tekanan *overburden* ini akan meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman dan pada umumnya memiliki gradien sebesar 1 psi/ft. Namun, hal ini bergantung pada densitas sedimen yang terendapkan di atasnya. Untuk rata-rata batuan sedimen hingga kedalaman 3-4 km, digunakan nilai asumsi densitas sebesar 2,3 g/cc (Mouchet dan Mitchell, 1989). Nilai tekanan *overburden* bisa didapatkan dari persamaan sebagai berikut:

$$S = \rho_b g z \quad (2.4)$$

Atau apabila dalam persamaan gradien menjadi:  $\frac{S}{dz} = \rho_b g \quad (2.5)$

S = tekanan *overburden* (Pascals)

$\rho_b$  = densitas bulk batuan ( $\text{g.cm}^{-3}$ )

g = percepatan gravitasi ( $9,81 \text{ m/s}^2$ )

z = ketinggian kolom batuan sedimen (dihitung dari datum (meters))

### 2.1.3. Tekanan Efektif

Tekanan efektif didefinisikan sebagai perbedaan antara tekanan *overburden* dan tekanan pori (Terzaghi dan Peck, 1967). Tekanan tersebut merupakan tekanan yang bekerja antar-matriks batuan dan tidak bisa diukur. Namun, nilai dari tekanan efektif bisa didekati dengan persamaan sebagai berikut:

$$\sigma = S - P \quad (2.6)$$

Dengan:

S = Tekanan efektif (Pascals)  
 $\sigma$  = Tekanan Overburden (Pascals)  
P = Tekanan Pori (Pascals)

#### 2.1.4. Tekanan Pori

Tekanan pori merupakan tekanan yang diakibatkan oleh fluida yang berada di pori-pori batuan. Garis tekanan pori akan mengikuti garis normal hidrostatik apabila mengalami proses kompaksi normal. Apabila tekanan pori melebihi tekanan normal hidrostatik maka hal tersebut bisa didefinisikan sebagai keadaan *overpressure*. Ketika tekanan pori di bawah nilai tekanan normal hidrostatik, maka keadaan tersebut disebut sebagai keadaan *underpressure*.

Satuan yang dipakai untuk tekanan dalam sistem SI (*System International*) adalah Pa (Pascals), sedangkan dalam sistem Inggris adalah psi (pounds per square inch) ( $1 \text{ psi} = 6894.7 \text{ Pa}$ ). Satuan lain yang sering dipakai dalam proses pengeboran adalah ppg (pounds per gallon) dimana hubungannya terhadap psi bisa didapat dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\text{Psi} = \text{ppg} \times 0.0052 \times \text{depth (ft)} \quad (2.7)$$

## 2.2 Mekanisme *Overpressure*

Menurut Swarbrick dan Osborne (1998), pembentukan *overpressure* diakibatkan oleh dua mekanisme yang berkaitan dengan pembebanan (*loading*) dan mekanisme yang tidak berkaitan dengan proses pembebanan (*non-loading*). *Overpressure* yang diakibatkan oleh proses non-pembebanan memberikan nilai yang jauh lebih besar jika dibandingkan dengan *overpressure* yang diakibatkan oleh proses pembebanan. Hal ini diakibatkan oleh berkurangnya nilai tekanan efektif pada proses non-pembebanan. *Overpressure* merupakan formasi-formasi yang mempunyai tekanan pori lebih besar dari kondisi normal (gradien tekanan  $0,465 \text{ psi/ft}$ ).

### 2.2.1 Mekanisme Pembebanan (*Loading*)

Mekanisme pembebanan merupakan mekanisme yang mencegah kompaksi berjalan dengan baik sehingga *effective stress* menjadi stagnan walaupun salah satu tegangan utama terus naik (tekanan litostatik dan/ atau kompresi tektonik). *Overpressure* karena *loading mechanism* mempunyai nilai tegangan efektif konstan pada profil tekanan terhadap kedalaman (Osborne and Swarbrick, 1997). Hal ini akan memberikan nilai porositas konstan di log porositas

neutron, nilai waktu tempuh *sonic* konstan di log *sonic* dan nilai densitas konstan di log *density* (Gambar 2.2)

### ***Undercompaction***

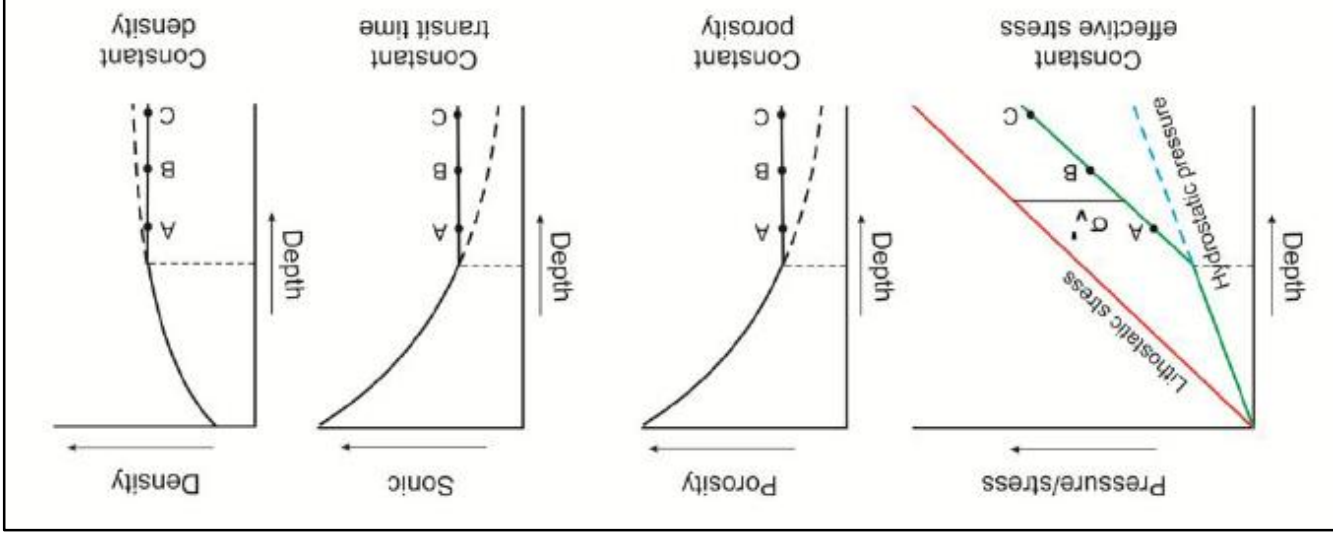
Kenaikan tekanan pori akibat fluida yang tidak dapat keluar dengan cepat dari batuan saat kompaksi terjadi dinamakan *disequilibrium compaction* (Swarbick dan Osborne, 1998). Hal ini karena proses penimbunan sedimen terjadi dengan cepat sehingga mengakibatkan meningkatnya *overburden pressure*. *Disequilibrium compaction* mudah terjadi pada batuan dengan permeabilitas rendah seperti batulempung dan serpih, dan juga pada daerah yang mengalami penimbunan dengan cepat.

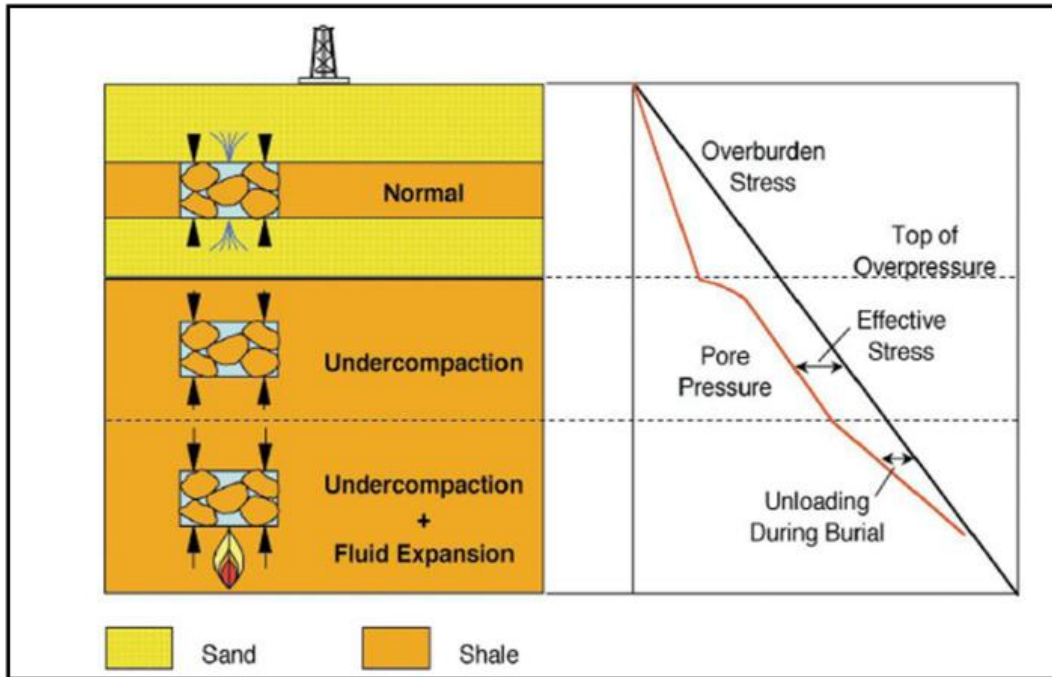
Proses inilah yang disebut *undercompaction* atau *compaction disequilibrium* (ketidakseimbangan kompaksi). Timbulnya *undercompaction* umum terjadi pada zona transisi dari lingkungan yang dominan batupasir ke lingkungan dominan *shale* seperti pada (Gambar 2.3).

### ***Tectonic Loading***

Pori batuan yang terperangkap oleh tektonik aktif dapat menyebabkan timbulnya *overpressure* seperti pada proses *undercompaction*. Tetapi, proses ini dapat menyebabkan *overpressure* yang ekstrim, tidak seperti *undercompaction*. Hal ini berarti *tectonic loading* dapat menyebabkan tekanan efektif berkurang, tetapi pada area tektonik aktif, kompaksi tidak hanya disebabkan oleh tekanan efektif vertikal saja, tetapi dapat dari berbagai arah tergantung proses tektonik yang berlangsung.

**Gambar 2.2** Profil tekanan-kedalaman dan data log yang memperlihatkan respon *overpressure* karena *loading mechanism* (Ramadhan dan Gouly, 2010).





**Gambar 2.3** Respon tekanan efektif terhadap mekanisme pembentukan *overpressure* (Bowers, 2002).

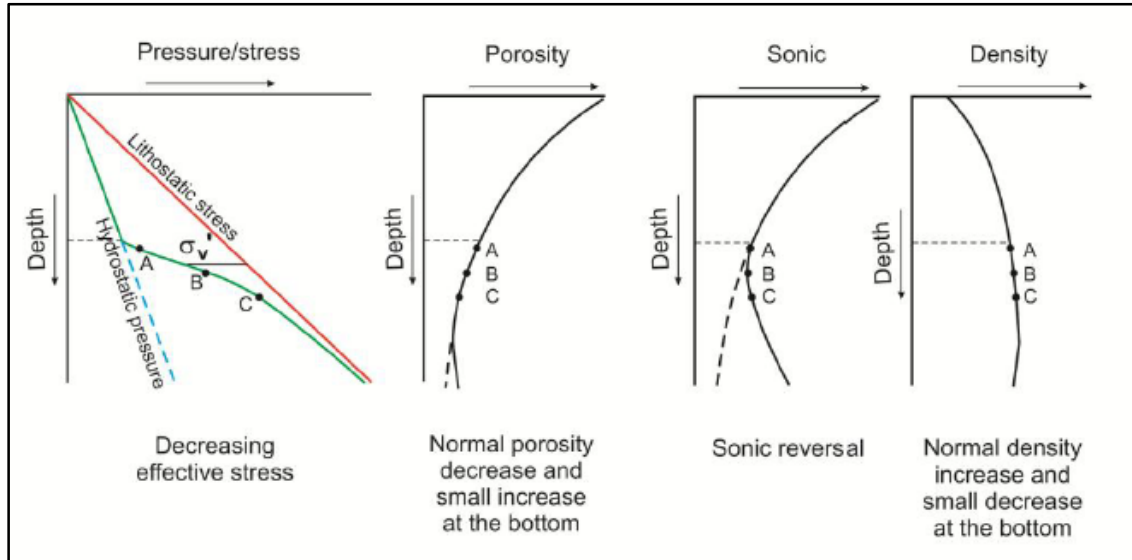
### 2.2.2 Mekanisme Non-Pembebanan (*Unloading*)

Mekanisme non-pembebanan terutama berfokus pada prinsip transfer beban (*load transfer*) yaitu transfer sebagian tekanan litostatik yang sebelumnya didukung oleh matriks ke fluida akibat konversi matriks menjadi fluida. Hal ini menghasilkan kenaikan tekanan pori secara otomatis dan penurunan *effective stress*. Tekanan pori mungkin meningkat lebih cepat daripada tegasan vertikal pada profil tekanan terhadap kedalaman. Densitas dan porositas biasanya terus meningkat terhadap kedalaman pada interval *overpressure* ini, meskipun log *sonic* memperlihatkan respon langsung berbalik menjadi lebih besar untuk bacaan log waktu tempuh *sonic* (Ramdhan dan Goulty, 2010) (Gambar 2.4).

#### ***Fluid Expansion***

*Overpressure* dapat terbentuk di dalam pori batuan akibat mekanisme ekspansi fluida, seperti: pemanasan, pembentukan hidrokarbon dan ekspansi air akibat diagenesis lempung (misalnya, diagenesis dari *Smectite* menjadi *Illite*) (Bowers, 1995). *Overpressure* yang terbentuk ini disebabkan oleh adanya penambahan volume fluida pada volume pori batuan yang sama.

Pada batuan dengan permeabilitas kecil, misalnya *shale*, proses ekspansi fluida ini dapat menyebabkan terjadinya *overpressure* yang tinggi (Gordon and Flemings, 1998), terlebih bila berlangsung juga proses *undecomposition*, seperti yang terlihat pada Gambar 2.3. Selain itu, ekspansi fluida juga dapat menyebabkan tekanan efektif berkurang (*unloading*) ketika pengendapan terus berlangsung. Sebagian praktisi menghubungkan terjadinya fenomena *unloading* akibat proses erosi.



**Gambar 2.4** Profil tekanan-kedalaman dan data log yang memperlihatkan respon *overpressure* karena *unloading mechanism* (Ramdhan dan Goulty, 2010).

## **2.3 Identifikasi *Overpressure***

### **2.3.1 Prinsip Dasar dari Log Sumur dalam Analisis *Overpressure***

Analisis *overpressure* menggunakan log (terutama log *wireline*) dapat membingungkan pihak-pihak yang awam karena analisis dilakukan terhadap sumur yang sudah selesai dibor dengan nilai pengukuran tekanan dan sejarah penggunaan berat lumpur pengeboran yang sudah diketahui. Tujuan analisis *overpressure* berdasarkan log sebenarnya ialah untuk mengkalibrasi parameter-parameter prediksi untuk sumur-sumur rencana melalui “contekan” bacaan tekanan pori aktual. Tingginya resolusi log *wireline* sangat baik untuk mengulik fenomena *overpressure* di suatu daerah secara detail. Log sumur yang dipakai untuk kepentingan analisis *overpressure* antara lain log *gamma ray*, log *resistivitas*, log *densitas*, dan log *sonik*.

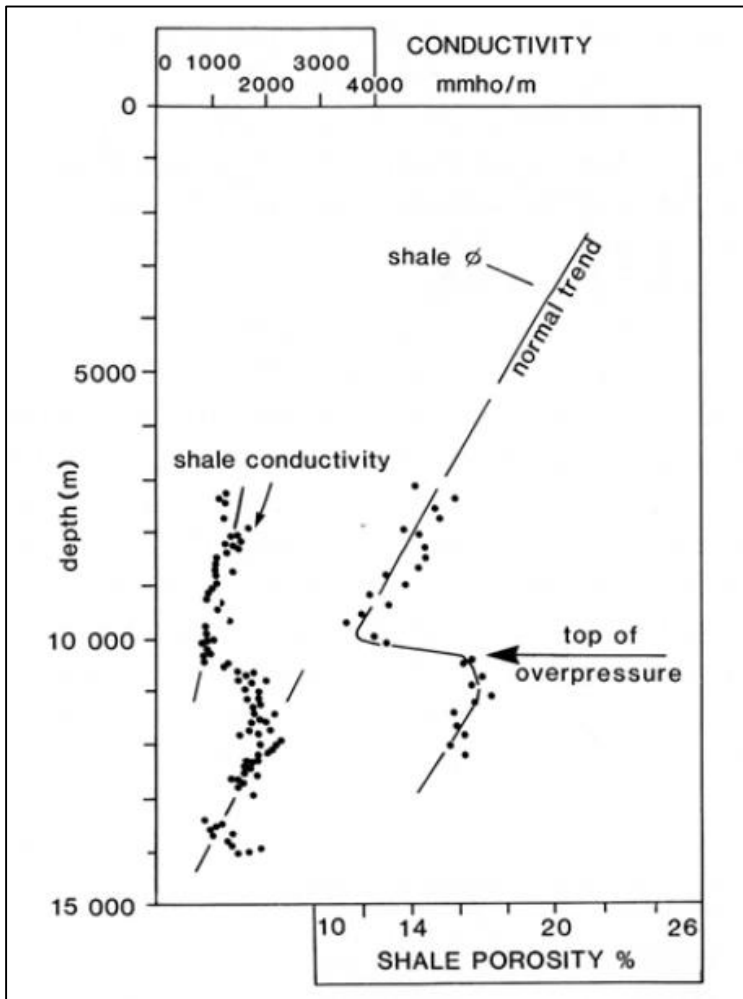
#### **Log Gamma Ray**

Log *gamma ray* menjadi salah satu penentu litologi yang dapat dipergunakan untuk membedakan interval *shale* pada litologi dan/ atau *resistivitas*. Prediksi *overpressure* berdasarkan log harus dilakukan pada litologi yang konsisten untuk menghindari berubahnya tren log akibat perubahan tren tekanan pori dengan berubahnya tren log akibat perubahan litologi (Ramdhan, 2010). Sensitivitas log *gamma ray* terhadap radiasi radioaktif lempung menyebabkan log ini mampu mengukur konten lempung dalam batuan. Batas nilai *gamma ray* untuk penentuan batupasir dan *shale* di gambarkan di atas log *gamma ray*. Batas tersebut bervariasi secara lokal dan harus dikalibrasi diameter lubang bor (Rider, 2000).

#### **Log Resistivitas**

Log *resistivitas* merupakan cerminan dari resistansi formasi batuan terhadap arus listrik (Rider, 2000). Bacaan log *resistivitas* pada interval *shale*, dalam kondisi tekanan pori normal, akan meningkat seiring kedalaman akibat bertambahnya dominasi matriks batuan yang resistif akibat kompaksi.





**Gambar 2.5** Indikasi dari *overpressure* pada plot konduktivitas. Perubahan konduktivitas berhubungan dengan perubahan porositas *shale* (Rider, 2000).

Pada Gambar 2.5 *overpressure* di tandai oleh perubahan tren dimana resistivitas menjadi stagnan atau menurun secara tiba-tiba. Resistivitas untuk studi *overpressure* harus diseleksi pada interval *shale* saja untuk menghindari pembelokan tren akibat perbedaan

litologi dan kandungan fluida. Jenis log resistivitas yang dipakai ialah log resistivitas dalam (*deep laterolog*) yang bebas dari invasi lumpur pengeboran. Menurut Rider (2000) pengambilan data log resistivitas tidak dapat dilakukan apabila pengeboran menggunakan lumpur berbasis minyak (*oil based mud*).

## Log Densitas

Log densitas mengukur densitas keseluruhan formasi yang terdiri atas densitas matriks padat dan densitas fluida pori. Apabila densitas keseluruhan, densitas matriks murni, dan densitas fluida diketahui, porositas dapat dihitung (Rider, 2000). Hubungan antara densitas keseluruhan dengan porositas aktual formasi dapat menjadi sangat akurat apabila densitas maksimum matriks tetap konstan terhadap kedalaman (Patchett dan Coulson, 1979 dalam Rider, 2000). Porositas dapat dihitung dari log densitas dengan rumus:

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.7)$$

$\rho_{ma}$  : densitas matriks batuan ( $\text{g/cm}^3$ )

$\rho_b$  : densitas yang terbaca pada log ( $\text{g/cm}^3$ )

$\rho_f$  : densitas fluida ( $\text{g/cm}^3$ )

Gradien tekanan litostatik diperkirakan oleh log densitas dengan rumus:

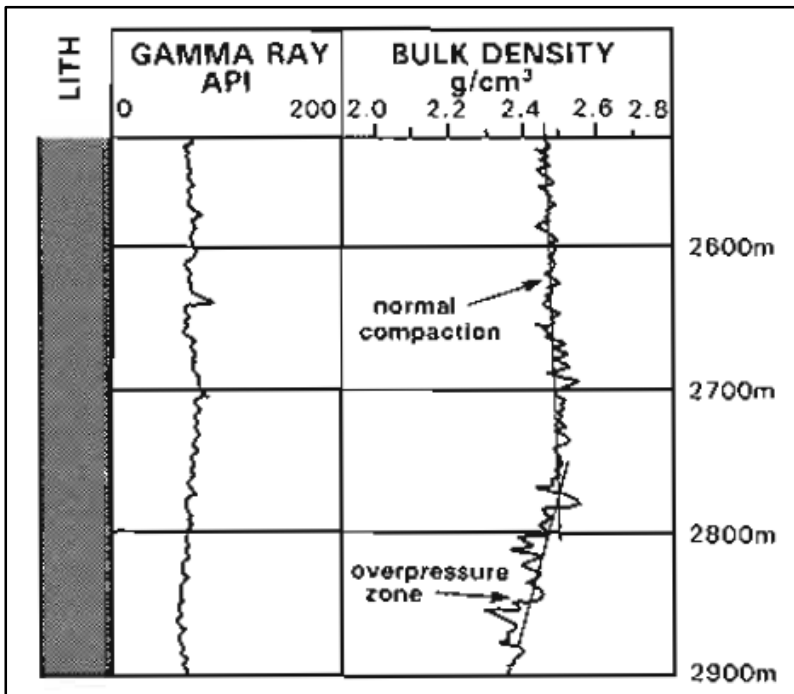
$$P(z) = P_0 + g \int_0^z \rho(z) dz \quad (2.8)$$

$P(z)$  : tekanan litostatik pada kedalaman  $z$  (Pascals)

$P_0$  : tekanan mula-mula di *mudline* (Pascals)

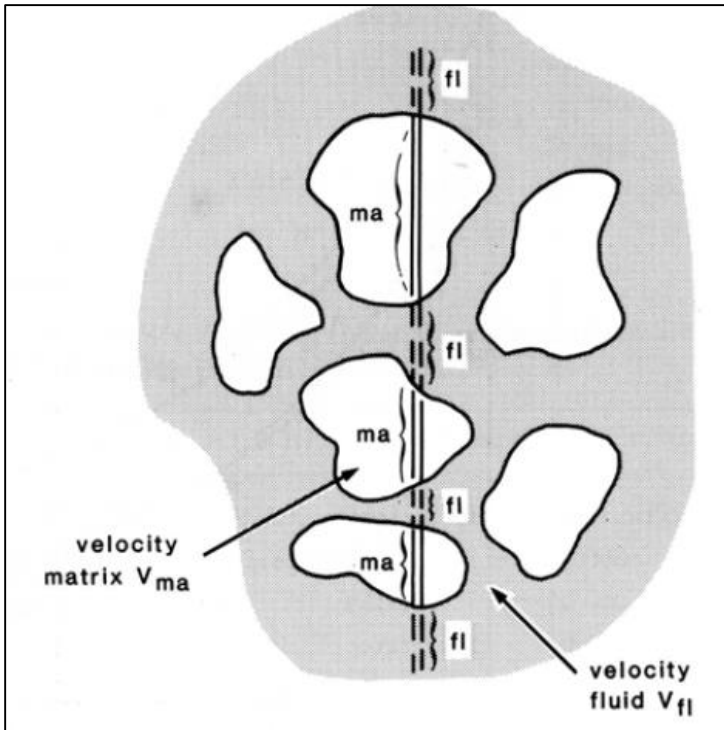
$g$  : percepatan gravitasi ( $\text{m/s}^2$ )

$\rho(z)$  : bacaan log densitas pada kedalaman  $z$  ( $\text{g/cm}^3$ )



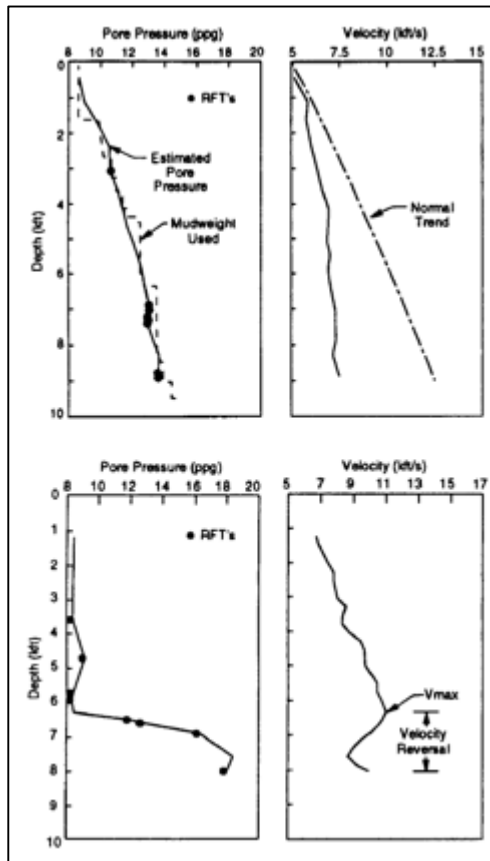
**Gambar 2.6** *Overpressure* dilihat oleh penurunan bulk density dan break pada kurva normal compaction trend. Log Gamma ray menunjukkan intervalnya pada litologi shale (Rider, 2000).

Log density menunjukkan bertambahnya kedalaman maka bertambah pula nilai density yang terukur pada litologi *shale*. Pada Gambar 2.6 *overpressure* ditandai dengan adanya penurunan nilai atau stagnan dari trend normal log density.



**Gambar 2.7** Ilustrasi jalur gelombang P melalui matriks dan pori batuan yang menunjukkan hubungan antara waktu yang diperlukan untuk melewati matriks dan fluida. Hal ini memberikan dasar perhitungan porositas sonik (Rider, 2000).

Log akustik/sonik dianggap sebagai log terbaik untuk perhitungan tekanan secara kuantitatif karena log ini tidak terpengaruh oleh variasi lubang bor, temperatur formasi, maupun salinitas air formasi (Bigelow, 1994). Pada gambar 2.7 menunjukkan prinsip dasar alat log sonik ialah mengukur waktu transit formasi (DT atau delta-t) yang menandakan kecepatan formasi dalam mentransmisikan gelombang sonik/ gelombang kompresional P (Rider, 2000).



**Gambar 2.8** Tren log sonik yang mengindisiskan overpressure; bagian atas respon log sonik untuk *overpressure* yang disebabkan oleh pembebanan dimana log sonik menjadi stagnan terhadap kedalaman. Bagian bawah: respon log sonik terhadap overpressure yang disebabkan oleh seilain pembebanan, dimana terjadi pembalikan/ reversal (Bowers, 1995).

Gambar 2.8 menunjukkan log sonik digunakan dalam prediksi *overpressure* sebab log ini dapat mengindikasikan tingkat kompaksi batuan. Kompaksi membuat butiran menjadi lebih rapat satu sama lain sehingga dalam prosesnya akan mengurangi porositas. Log sonik merespon dengan memberikan nilai waktu transit yang terus menurun

(menjadi lebih cepat) terhadap kedalaman. *Overpressure* akan dicirikan oleh stagnansi maupun naiknya nilai waktu transit secara tiba-tiba (Bowers, 1995).

#### 2.4.2 Prinsip Dasar dari Data Seismik dalam Analisis *Overpressure*

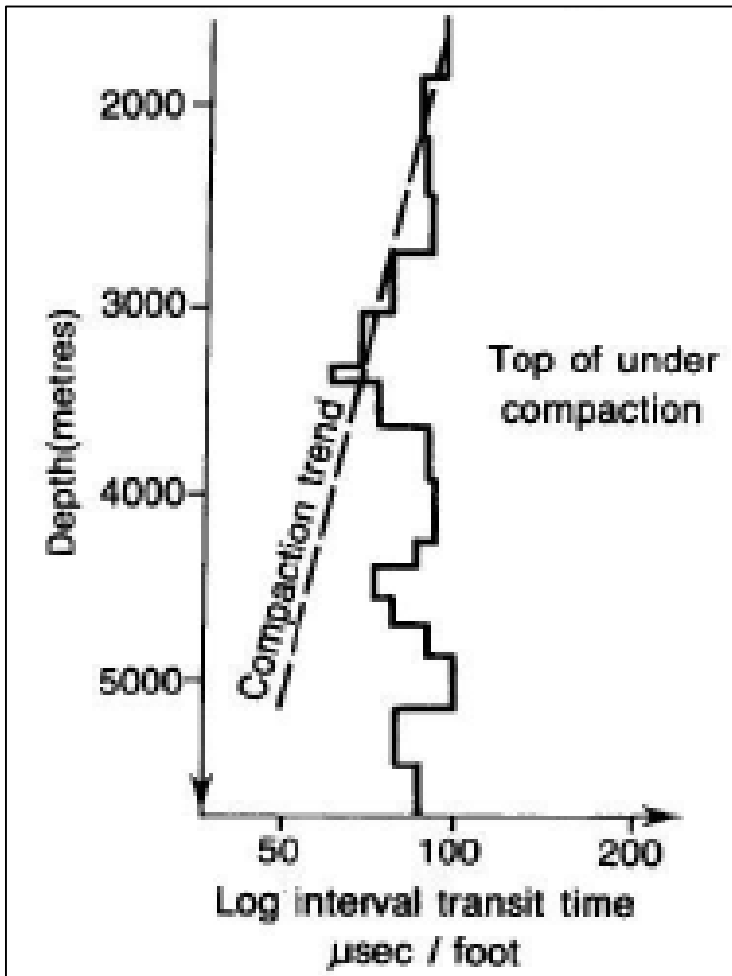
Secara kuantitatif, munculnya *overpressure* bisa dikenali dari plot antara kecepatan dan kedalaman dengan ditandai adanya pembalikan atau defleksi dari data kecepatan. Namun, defleksi dari data sonik tersebut bisa disebabkan oleh perubahan litologi, terutama ketika terdapat litologi karbonat atau vulkanik. Pada umumnya, jenis kecepatan yang bisa digunakan untuk mengenali kondisi *overpressure* adalah kecepatan interval. Kecepatan rambat gelombang tidak hanya bergantung pada densitas dan porositasnya saja, namun juga bergantung pada parameter elastis formasi. Kecepatan interval digunakan untuk menghitung waktu rambat suatu gelombang dari source hingga ditangkap kembali oleh *receiver*. Pada *undercompacted zone* dapat diketahui dari densitas yang rendah, porositas yang tinggi, ketidak normalan *vertical stress*, sehingga nilai kecepatannya akan rendah (Mouchet dan Mitchell, 1989). Pada kondisi normal kecepatan akan berbanding lurus dengan kedalamannya. Perbandingan antara keduanya dirumuskan dengan hukum Chiarelli-Serra:

$$V = Ae^{BZ} \quad (2.9)$$

dengan,  $V = \text{interval velocity}$

$A \text{ dan } B = \text{konstan}$

$Z = \text{kedalaman}$



**Gambar 2.9** Diagram *interval velocity* vs kedalaman pada *undercompacted zone* (Mouchet dan Mitchell, 1989).

Sehingga dengan menggunakan *interval velocity* dapat diprediksi tren kompaksi normal pada suatu formasi. Kemudian dengan tren kompaksi normal tersebut digunakan untuk mengetahui keberadaan *undercompacted zone* (gambar 2.9).

## 2.4. Prediksi Tekanan Pori

### 2.4.1 Metode Kedalaman Ekuivalen

Metode kedalaman ekuivalen mengasumsikan bahwa untuk setiap titik di interval *shale* yang *terundercompacted*, terdapat asosiasi titik yang terkompaksi normal. Dengan menggunakan formula Terzaghi dan Peck, tekanan pada titik A dapat dihitung sebagai berikut:

$$P_A = P_B + (S_A + S_B) \quad (2.10)$$

$P_A$  : tekanan pori pada titik A (Pascals, Psi)

$P_B$  : tekanan pori pada titik B (Pascals, Psi)

$S_A$  : tekanan *overburden* pada titik A (Pascals, Psi)

$S_B$  : tekanan *overburden* pada titik B (Pascals, Psi)

Metode ini hanya bekerja pada lingkungan *ter-undercompacted* yang disederhanakan.

### 2.4.2 Metode Eaton (1975)

Eaton (1975) mengembangkan metode prediksi tekanan pori berdasarkan sumur-sumur di Gulf of Meksiko yang mengalami *overpressure*. Dengan menggunakan data sumur terutama data kurva sonik, resistivitas, dan data seismik Eaton merumuskan hubungan sebagai berikut:

$$\sigma = \sigma_{norm} \left[ \frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t} \right]^3 \quad \text{untuk log sonik} \quad (2.11)$$

$$\sigma = \sigma_{norm} \left[ \frac{R}{R_{norm}} \right]^{1.2} \quad \text{untuk log resistivitas} \quad (2.12)$$

$$\sigma = \sigma_{norm} \left[ \frac{v}{v_{norm}} \right]^3 \quad \text{untuk kecepatan seismik} \quad (2.13)$$

$\sigma$  : Tekanan *effective* aktual (Pascals, Psi)

$\sigma_{norm}$  : Tekanan *effective* normal (Pascals, Psi)

$v$  : bacaan kecepatan (*velocity*) pada log akustik (ft/s)

$v_{norm}$  : bacaan kecepatan normal (ft/s)

$\Delta t$  : bacaan transit time pada log sonik ( $\mu$ s/ft)

$\Delta t_{norm}$  : bacaan transit time normal ( $\mu$ s/ft)

$R$  : bacaan log resistivitas (ohmm)



$R_{\text{norm}}$  : bacaan log resistivitas normal (ohmm)

Tekanan *Effective* aktual yang didapatkan kemudian dimasukkan ke dalam rumus Terzaghi dan Peck (1948) dengan cara mengurangi tekanan litostatik terhadap *effective stress* untuk menghasilkan tekanan pori. Rumus ini membutuhkan trend kompaksi normal.

### 2.4.3 Metode Bowers (1995)

Bowers (1995) mengemukakan sebuah metode tegasan *effective stress* yang telah dimodifikasi untuk mengestimasi tekanan pori ada kondisi *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme pembebanan maupun non-pembebanan.

$$v = 5000 + a\sigma^b \quad (2.12)$$

Atau,

$$\sigma = \left[ \frac{v-5000}{a} \right]^{1/b} \quad (2.13)$$

dengan,

a dan b = konstanta empiris, diperoleh dari regresi linear plot (v-5000) terhadap log tekanan *effective* ( $\sigma$ )

v = kecepatan (ft/s)

$\sigma$  = tegasan efektif (psi)

5000 = kecepatan asumsi batu lempung di permukaan (ft/s)

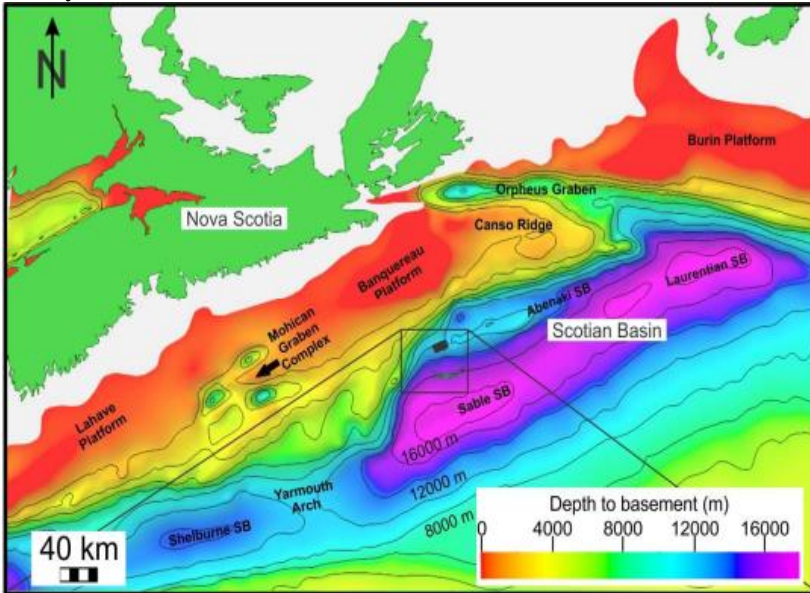
## 2.5 Tinjauan Geologi

Lapangan Penobscot secara umum terdapat pada cekungan Scotia. Cekungan Scotia memiliki luas  $\pm 300.000 \text{ km}^2$  yang terletak pada wilayah offshore Nova scotia dengan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan Yarmouth Arch (Amerika Serikat) pada posisi Barat Daya ke Uplift Avalon di Grand Banks-Newfoundland pada posisi timur laut (Gambar 2.10).

### 2.5.1 Geologi Struktur Lapangan Penobscot

Struktur Penobscot berada pada Missisauga Ridge yang memisahkan *subbasin* Abenaki dan *subbasin* Sable. Survei seismik pseudo-3D telah dilakukan pada area tersebut pada tahun 1991.

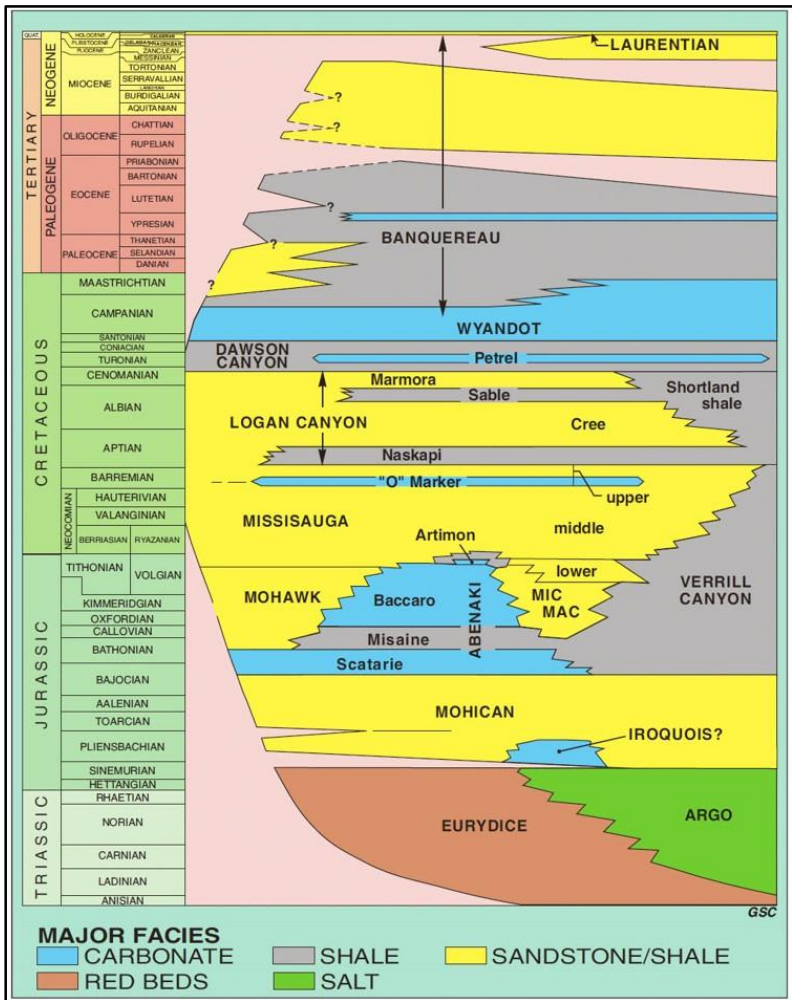
Terdapat dua patahan pada area ini. Patahan pertama adalah patahan yang miring ke arah Selatan dan memotong *Missisauga Ridge* dan patahan kedua berada pada arah Timur Laut dan membentuk dua prospek potensial yang berada pada bagian sebelah Timur Laut dari survey seismik.



**Gambar 2.10** Susunan struktur cekungan Scotia. (Campbell, 2015)

Pada kedua patahan tersebut terlihat bagian atas *reef* dari bagian Baccaro *Reef* yang berpotensi mengandung akumulasi gas. Pada bagian atas *reef* tersebut, terdapat relief maksimum di atas Formasi Baccaro dengan ketebalan sekitar 150 meter. Patahan ini muncul sekitar 100 meter pada bagian atas Formasi Missisauga dan diduga terdapat jebakan hidrokarbon pada lapisan tersebut yang tertutup oleh lapisan shale dari Formasi Naskapi.

## 2.5.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot



**Gambar 2.11** Kolom stratigrafi paparan Scotia. (MacLean and Wade, 1993)

Pada kolom stratigrafi (Gambar 2.11) terdapat formasi Mississauga yang menjadi target penelitian. Formasi ini terbentuk dari

*limestone* serta *sandstone* yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol.

**a. Formasi Eurydice**

Formasi Eurydice adalah Formasi tertua pengisi basin Scotia yang masih berkaitan dengan pembentukan benua Atlantik dan merupakan deretan *sandstone* merah, *siltstone*, dan *shale* pada *Triassic/Jurassic*. Beberapa sumur pernah dibor hingga mencapai Formasi Eurydice. Pada *graben* Orpheus, hampir 600 meter dari Formasi Eurydice dibor dan dari data seismik mengindikasikan total ketebalan Formasi ini mencapai 3 km. Lebih dari 1,5 km dari Formasi Eurydice dibor pada kompleks Graben Naskapi pada *platform* LaHave dan data seismik mengindikasikan bahwa ketebalannya juga sekitar 3 km pada daerah tersebut.

**b. Formasi Argo**

Formasi Argo adalah Formasi batuan yang berhadapan langsung dengan Formasi Eurydice dan berada pada tepi *basin*. Penyusun utamanya adalah garam. Distribusi garam pada *basin* Scotia memicu *graben* utama pada pengendapan awal mengakumulasi lapisan tipis dari evaporit dan *redbeds*. Aliran garam secara ekstensif mengisi sedimen subsekuens dan mungkin secara *periodic* mengreaktivasi sistem *rift fault* selama tahap pemisahan benua. *Salt pillows*, diapir dan kanopi adalah sesuatu yang biasa pada lapisan garam, yang secara terpisah pada zona utama struktur diapir cenderung berada di bawah *slope* kontinen dari Georges Bank bagian Timur ke arah Grand Banks bagian Barat.

**c. Breakup Unconformity**

Ada struktur ketidakselarasan (*unconformity*), yaitu *breakup unconformity* yang terjadi antara urutan *synrift* dan *postrift* pada *basin* Scotia dan kemungkinan terbentuk pada *Jurassic*. *Unconformity* tersebut memotong *graben* dangkal pada *platform* LaHave dan berada jauh diluar zona diapir garam.

**d. Formasi Iroquis dan Mohican**

Di bawah Paparan Scotia, Formasi Iroquois dan Mohican meng-*overlay breakup unconformity*. Formasi Iroquois yang penyusun utamanya *dolostone*, memiliki umur yang hampir sama dengan bagian bawah dari Formasi Mohican pada *platform* LaHave yang mencapai ketebalan maksimum hingga 800 meter.

Formasi tersebut merupakan representasi dari deretan *dolomitic beds*. *Sandstone* dan *shale* dari Formasi Mohican terbentuk sangat tebal pada Jurassic tengah dan terendapkan hingga *subsiding subbasins* yang masih aktif berdekatan dengan *hinge zone*. Formasi ini meluas pada Paparan Scotia dan beberapa sumur berhasil membor hingga kedalaman Formasi ini. Bagian tertebal dari Formasi Mohican dibor hanya hingga kedalaman 400 meter pada *platform* LaHave, tetapi data seismik mengindikasikan bahwa Formasi Mohican memiliki ketebalan hingga 4 km di bagian Selatan *hinge zone* pada *subbasins* Abenaki dan hingga 5,5 km pada sekuens *synrift* di bawah Paparan Scotia bagian Timur. Formasi Mohican menipis pada *hinge zone* dan terpotong oleh *post-Jurassic* Avalon unconformity

**e. Formasi MicMac dan Mohawk**

Di atas Formasi Mohican, terdapat Formasi tertebal kedua yang disusun oleh batuan klastik predominan yang terbentuk setelah pemekaran kerak (*postrift*), yaitu Formasi Mic Mac. Pada *basin* Scotia, Formasi Mic Mac, Formasi Abenaki, Formasi Mohawk, dan Formasi Verril Canyon terbentuk pada *Jurassic* Awal, *Jurassic* Tengah, dan *Jurassic* Akhir.

Formasi Mic Mac memiliki ketebalan 6 km pada *subbasin* Lauretian hingga ujung pengendapan atau erosi *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Avalon *Uplift*. Sebelah Tenggara Pulau Sable berisi 4 hingga 5 km *interbedded sandstones, shale, dan limestone*. Ke arah Utara dan Barat dari Pulau Sable, sepanjang *hinge zone*, ada fasies karbonat yang cukup menonjol, yaitu pada Formasi Abenaki. Fasies kontinen lainnya, lebih ke arah darat, ada Formasi Mohawk yang meliputi tekstur dewasa, *felspathic sandstone* dan *siltstone* dengan perselingan dari *shale* dan *limestone*.

**f. Formasi Verril Canyon**

Terbentuk pada *Jurassic* Tengah ke Awal *Cretaceous*, Formasi Verril Canyon merupakan fasies laut dalam yang serupa dengan Formasi Mohawk, Abenaki, Mic Mac, dan Missisauga. Formasi ini tersusun atas *calcareous shale* abu-abu ke hitam dengan lapisan tipis *limestone, siltstone, dan sandstone*. Formasi Verrill Canyon terendapkan pada prodelta, bagian luar Paparan, dan *continental slope setting*. Formasi ini memiliki ketebalan 360

meter pada bagian Barat Daya *basin* Scotia dan lebih dari 915 meter di bagian Timur Laut.

**g. *Shortland Shale***

*Sandstone* dari formasi Logan Canyon terpisah jauh dari fasies *shale* laut dalam dari *Shortland Shale* yang terendapkan pada prodelta, bagian luar Paparan, dan *continental slope setting*.

**h. Formasi Laurentian**

Formasi Laurentian adalah sedimen “*progradational wedge*” dari Kuarterner dan Pleosen Atas. Pada bagian tertebal, sepanjang bagian luar dan dalam lereng (*slope*), ada sekitar 1500 meter *glaciomarine sands*, *marine sands*, *silt*, dan batu lempung.

**i. Formasi Abenaki**

Formasi Abenaki dibagi menjadi empat bagian: *Scatarie*, *Misaine*, *Baccaro*, dan *Artimon*. Formasi ini terbentuk dari *limestone* khusus yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol. Bagian paling baik yang bisa dikembangkan dari Formasi ini adalah pada *hinge zone* antara *platform* LaHave, *subbasin* Shelburne, dan *subbasin* Sable.

Selama *Jurassic* Akhir, bagian timur *margin* Kanada terpengaruh oleh pemisahan Iberia dari Amerika Utara. Pengaruh paling kuat adalah pada bagian Selatan *Newfoundland* dimana ada *uplift*, deformasi, dan erosi yang lebar pada strata *Jurassic* dan strata yang lebih tua. *Breakup Unconformity*, *Avalon Unconformity* ditemukan dari *Avalon Uplift* ke barat hingga ke bagian timur *basin* Scotia. Selama kejadian ini, ada pergeseran pada deposenter ke arah Barat dari *subbasin* Laurentian ke *subbasin* Sable.

**j. Formasi Missisauga**

Formasi Missisauga tersebar luas pada *basin* Scotia yang bervariasi secara fasies dan ketebalan. Diseluruh *platform* LaHave, *platform* Burin, dan *Canso Ridge*, ketebalannya mencapai 1000 meter dan berisi 60 hingga 80 persen *sandstone* dengan beberapa fasies *limestone* lokal pada bagian Barat Daya. Pada *subbasin* Sable, lebih dari 2770 meter formasi ini dibor pada area Pulau Sable dan diduga memiliki ketebalan lebih dari 3 km dengan 30 hingga 50 persen berisi *sandstone* atau *siltstone*. Ke arah basin, Formasi Missisauga *grades turbidit* dan *shale* dari bagian *Cretaceous* Formasi Verrill Canyon.

**k. Formasi Logan Canyon**

Logan Canyon memiliki ketebalan sekitar 2,5 km dan dibagi menjadi empat bagian yang dua diantaranya didominasi oleh *shale*. Formasi ini mirip dengan turbidit jauh atau *shale* pada Shortland Shale.

**l. Formasi Dawson Canyon**

*Marine shale*, batu kapur, dan sejumlah kecil *limestone* terendapkan di seluruh *basin* Scotia selama *Cretaceous* Akhir. Unit transgresif pertamanya

adalah Formasi Dawson Canyon yang memiliki variasi ketebalan dari 700 meter lebih di bagian *subbasin* Southwhale dan bagian Paparan Scotia kira-kira 200 meter pada Canso Ridge dan sekitar 100 meter di bagian luar *subbasin* Sable.

**m. Formasi Wyandot**

Formasi Wyandot tersusun dari batu kapur, *mudstone* kapuran, marl, dan sedikit *limestone*. Ketebalannya bervariasi anantara kurang dari 50 meter di Pulau Sable dan sekitar 400 meter di sebelah Tenggara tepi Paparan Scotia, tetapi hilang secara besar-besaran pada *basin* karena erosi Tersier. Di bawah bagian luar Paparan dan *slope*, di atas Formasi Wyandot sering ditandai adanya *unconformity* yang *overlay* dengan sedimen Tersier.

**n. Formasi Banquereau**

Formasi Banquereau adalah suksesi sedimen antara antara bagian atas Formasi Wyandot dan Cenozoic atas. Memiliki ketebalan dari nol hingga 4 km.

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



## BAB III

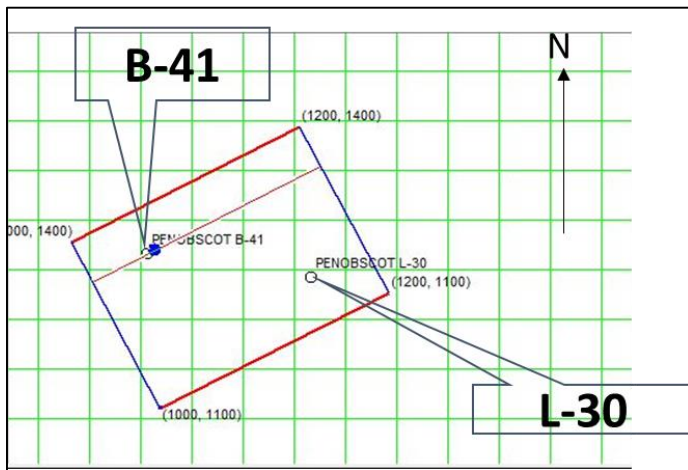
### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada tanggal 13 Februari sampai 13 April 2017 di PT. Halliburton Indonesia. Data lapangan yang digunakan ialah data seismik pada lapangan Penobscot, Cekungan Scotia, Canada.

#### 3.2 Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan data sekunder yang telah dilakukan akuisisi sebelumnya. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah peta dasar (*basemap*), data kecepatan seismik, data sumur dan informasi geologi daerah penelitian.



**Gambar 3.1** Peta dasar (*basemap*) lapangan Penobscot

**Tabel 3.1** Tipe data yang tersedia pada penelitian.

Peta Dasar ( <i>Basemap</i> )	v
Data Kecepatan Seismik	v

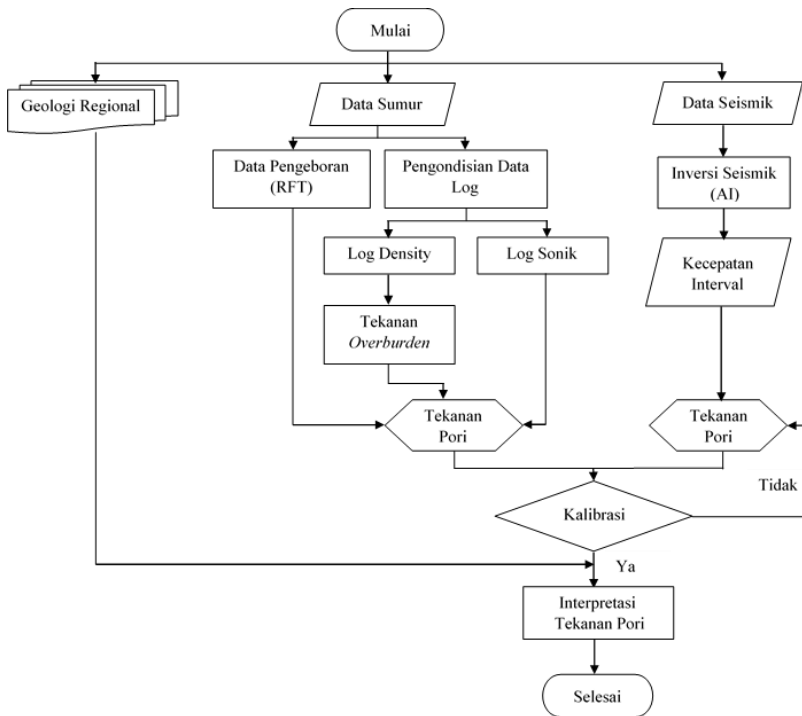
Data Sumur	Log Wireline	v
	Composite Log	v
	Data Pengeboran (RFT)	v
Informasi Geologi		v

### 3.3 Perangkat Penelitian

Dalam penelitian ini digunakan perangkat keras (*hardware*) dan perangkat lunak (*software*). Perangkat keras yang digunakan ialah sebuah *Hp workstation EliteBook 8530w* dengan sistem operasi *Windows XP Profesional*, dan untuk perangkat lunak yang digunakan terdiri dari *Hampson and Russel Software, Predict Drillwork R5000*, *Microsoft Excel 2013*, dan *Microsoft Word 2013*.

### 3.4 Diagram Alir

Secara umum, tahapan penelitian dapat digambarkan dalam diagram alir berikut.



**Gambar 3.2** Diagram alir penelitian.

### 3.5 Pengolahan Data

Pengolahan data dalam penelitian ini meliputi beberapa tahapan, antara lain:

#### 3.5.1 Analisis Ketersediaan Data

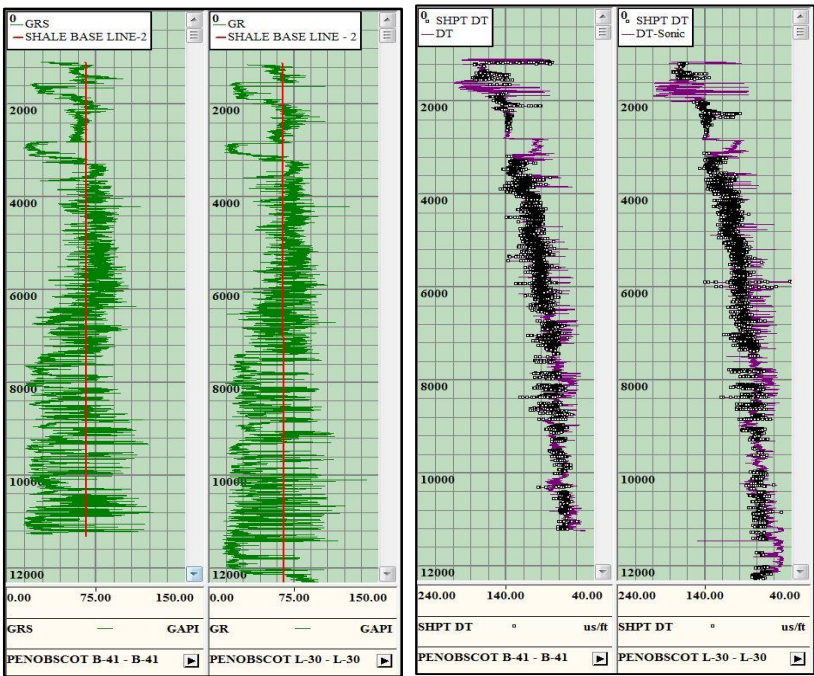
Analisis ketersediaan data dilakukan untuk memilih data yang dapat digunakan untuk proses analisis selanjutnya.

#### 3.5.2 Pengolahan Data Sumur

##### 3.5.2.1 Pembuatan *Shale Baseline* dan *Shale Point*

Tahap awal yang dilakukan adalah melakukan perhitungan pori disetiap sumur. Dimana perhitungan tekanan pori ini dimulai dengan membuat *shale baseline* pada log gamma ray dan setelah itu

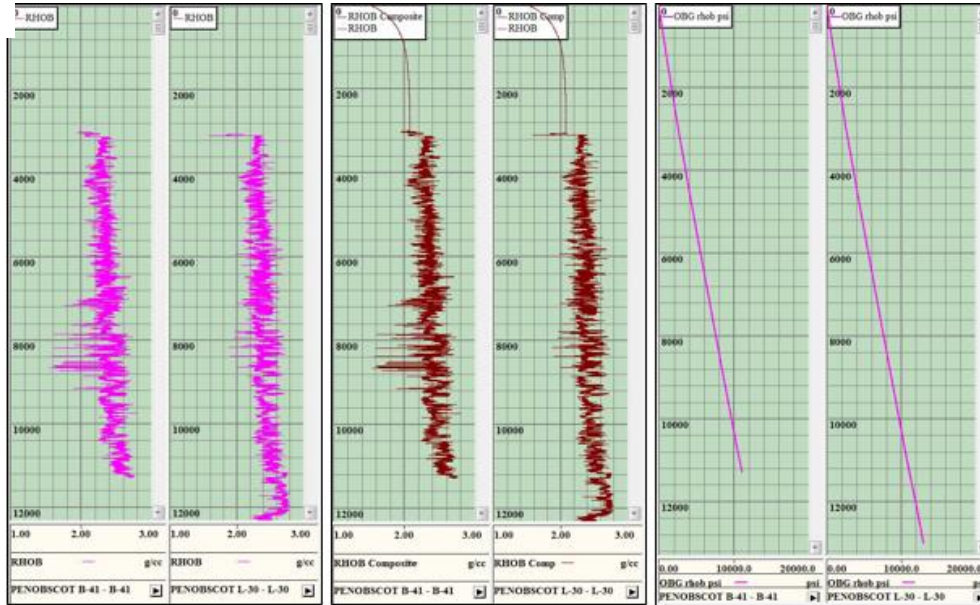
mentransfer letak kedalaman serpih pada log gamma ray kedalam log sonik (*shale point sonic*) (**Gambar 3.1**).



**Gambar 3.3** Pembuatan *Shale Baseline* dan *Shale Point*

3.5.2.2 Perhitungan Nilai Tekanan *Overburden*

Setelah membuat *shale point* pada log sonik langkah selanjutnya adalah menghitung nilai estimasi tekanan *overburden* yang diperoleh dari pengolahan data log densitas.

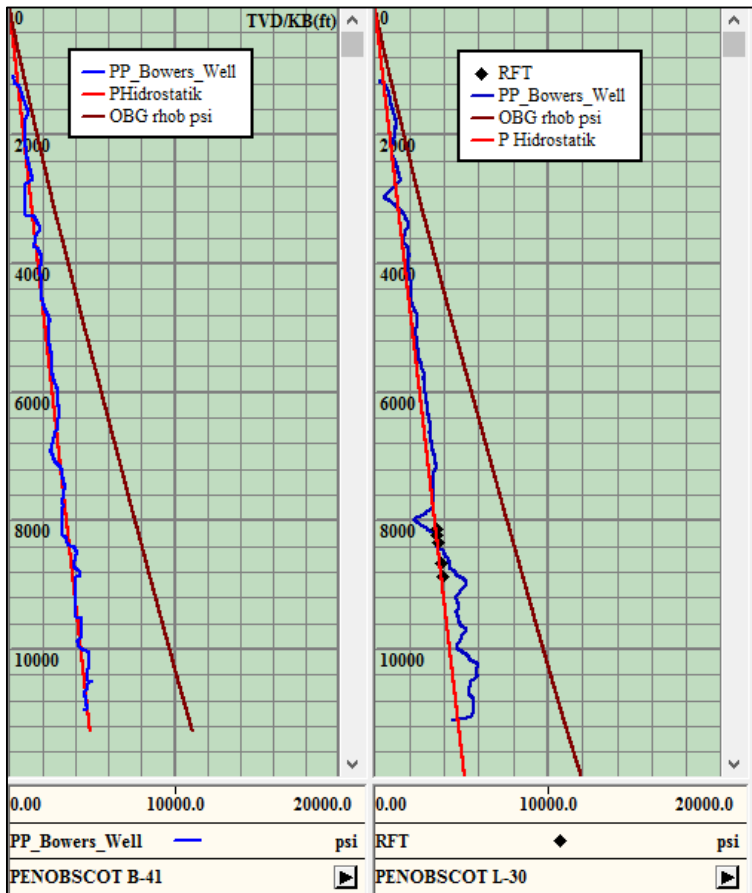


**Gambar 3.4** Perhitungan Tekanan *Overburden*

Data log densitas yang ada belum lengkap dari permukaan sehingga diperlukan pembuatan log sintetis agar perhitungan *overburden* dapat dilakukan. Log densitas sintetis dibuat dengan metode Miller, kemudian digabung dengan log densitas hasil *logging* sehingga menjadi data densitas baru yang lengkap dari permukaan hingga zona target (**Gambar 3.3**).

#### 3.5.2.3 Perhitungan Nilai Tekanan Pori

Tahap selanjutnya adalah menghitung nilai tekanan pori dengan menggunakan persamaan Bowers pada log sonik. Dimana dalam perhitungan tekanan pori ini memerlukan data masukan hasil perhitungan sebelumnya berupa nilai tekanan *overburden* dan nilai tekanan efektif yang didapatkan dari log sonik. Kemudian nilai tekanan pori ini divalidasi dengan data RFT atau pengukuran langsung tekanan pori dari sample fluida pemboran. Data kalibrasi ini digunakan sebagai acuan dalam penentuan trend tekanan pori dari setiap sumur.



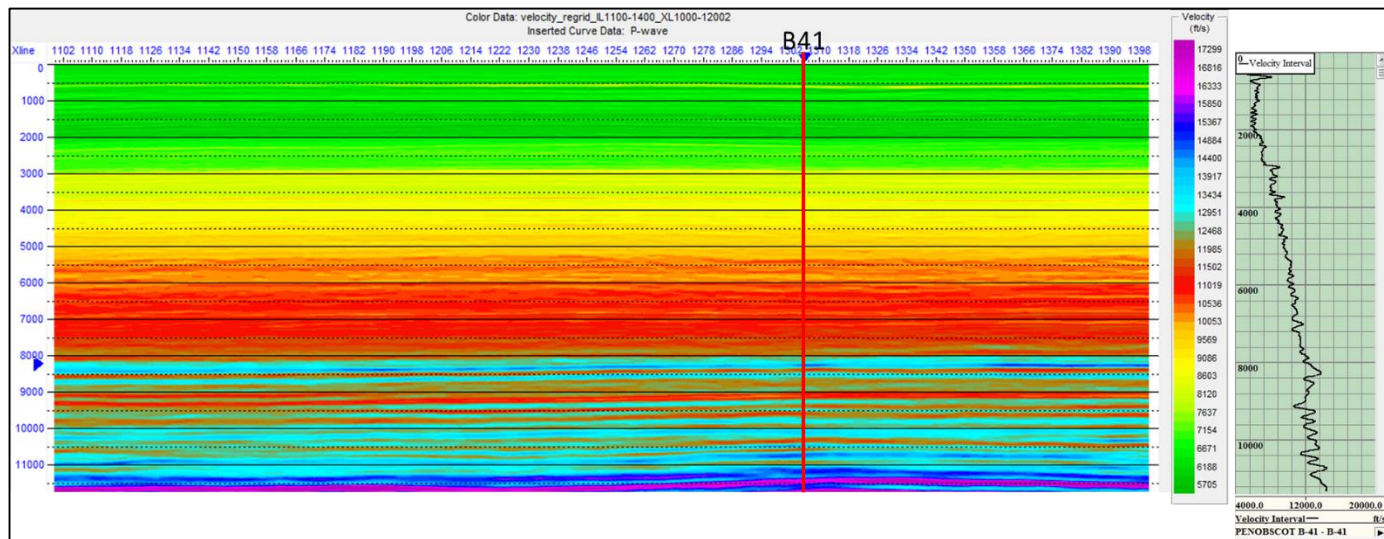
**Gambar 3.5** Garis biru menunjukan hasil perhitungan nilai tekanan pori.

Kemudian dilakukan interpretasi keberadaan zona *overpressure* berdasarkan data tekanan pori formasi yang sudah dihitung. Analisa zona *overpressure* ini didasarkan pada penyimpangan nilai tekanan pori dari tekanan normalnya (tekanan hidrostatik) dimana pada tekanan formasi normal tekanan pori akan sama dengan tekanan hidrostatiknya dan sebaliknya tekanan formasi abnormal (*overpressure*) terjadi apabila tekanan pori melebihi dari tekanan hidrostatiknya.

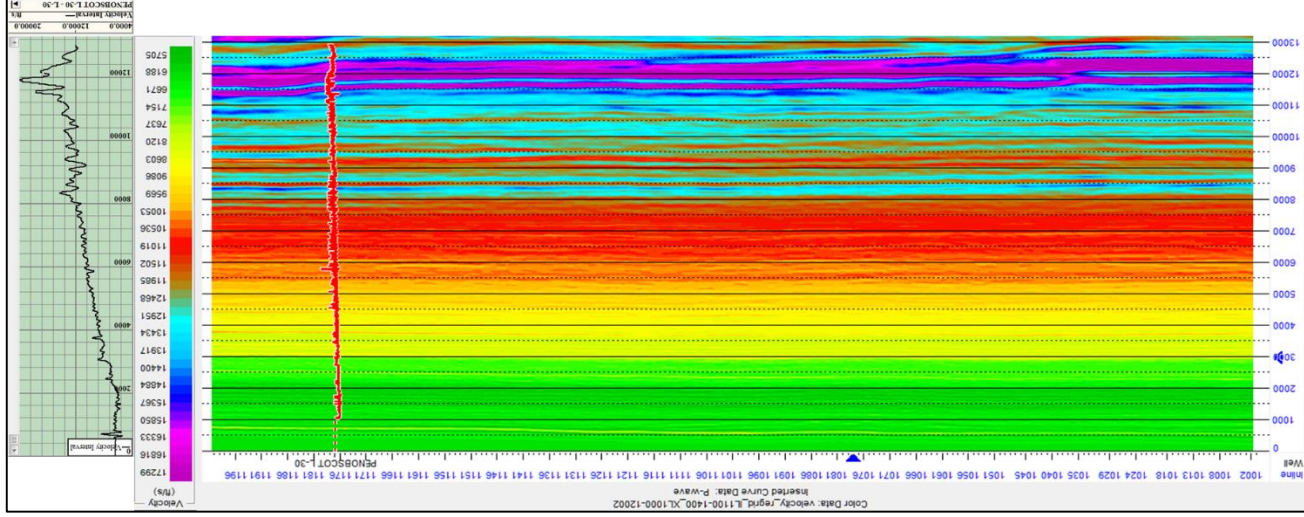
### 3.5.3 Pengolahan Data Seismik

Data seismik yang didapatkan berupa data seismik *post stack time migration*. Untuk mendapatkan nilai tekanan pori formasi dari data seismik, dibutuhkan nilai kecepatan interval seismik. Nilai kecepatan interval seismik didapatkan dengan melakukan inversi. Kecepatan interval seismik yang berasal dari inversi (**Gambar 3.4 dan Gambar 3.5**) dilakukan perhitungan seperti pengolahan data sumur untuk mendapatkan nilai tekanan pori formasi.





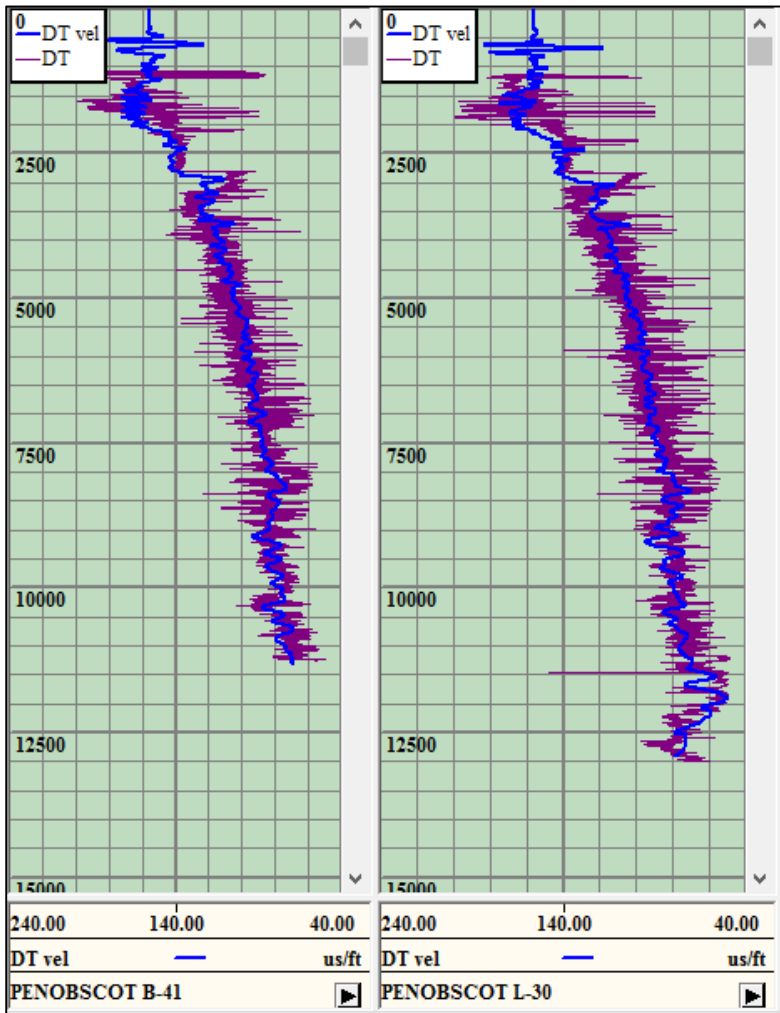
**Gambar 3.6** Kecepatan interval seismik pada sumur B-41.



Gambar 3.7 Kecepatan interval seismik pada sumur L-30.

### 3.5.4 Validasi Tekanan Pori Berdasarkan Data Sumur dan Seismik

Untuk bisa melakukan estimasi yang tepat secara lateral dengan menggunakan kecepatan interval seismik, maka perlu dilakukan penyesuaian data kecepatan di sumur dengan data kecepatan di titik CDP yang terdekat dengan sumur. Dilakukan *overlay* antara kecepatan dari log sonik dengan kecepatan pada CDP seismik. Pada **Gambar 3.6** terlihat pola yang hampir sama antara data sonik dari sumur dengan data sonik yang berasal dari CDP seismik. Sehingga kedua data tersebut dapat dilakukan pengolahan lanjut.



**Gambar 3.8** Analisis perbandingan data sonik dari kecepatan interval seismik dan data seismik pada sumur.

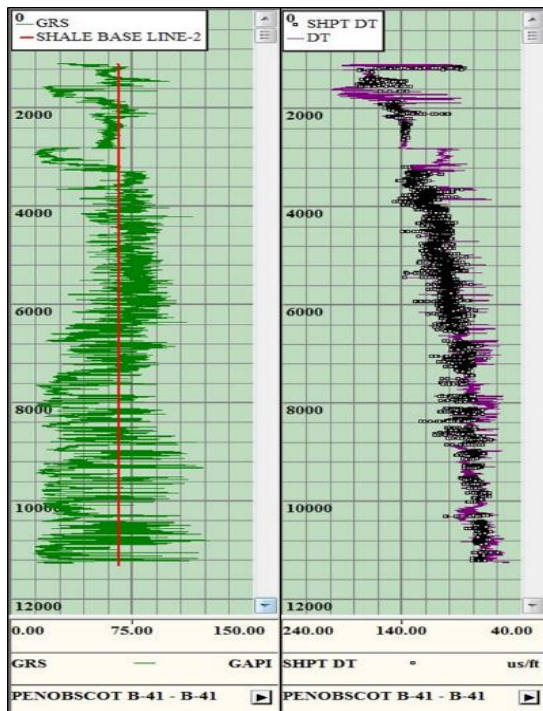
## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Analisa Prediksi Tekanan Pori dari Sumur

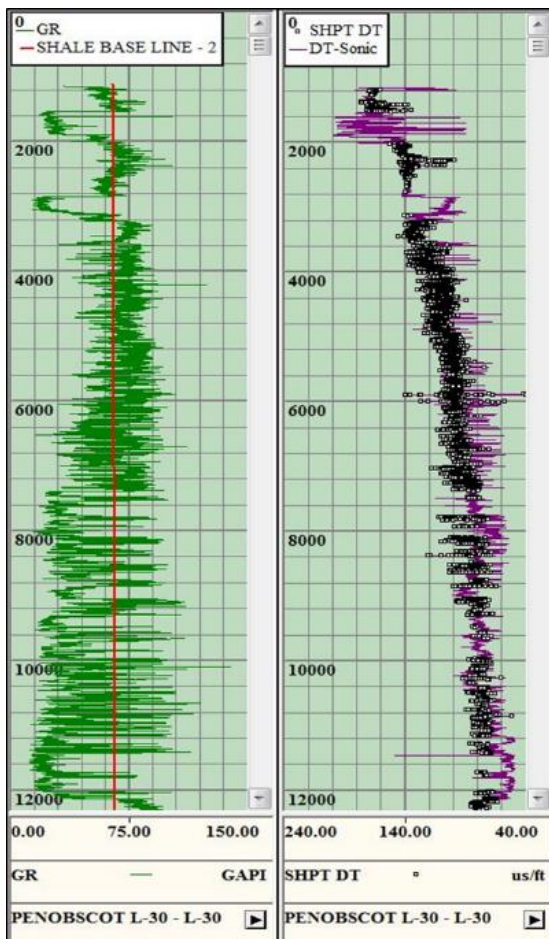
##### 4.1.1 Analisa *Shale Points*

*Shale points* adalah titik pembacaan log sonik pada litologi serpih. Pembuatan *shale points* ini didasarkan pada garis *shale lines* di log gamma ray. Setelah menentukan letak litologi serpih pada log gamma ray, selanjutnya mentransfer letak serpih tersebut ke log sonik yang aslinya berupa titik-titik hitam pada log sonik.



**Gambar 4.1** Analisa *shale baseline* dan *Shale points* pada Log Gamma Ray Sumur B-41.

Hasil prediksi *shale points* pada sumur B-41 (**Gambar 4.1**) letak *shale points* berada pada kedalaman 1095 *ft* sampai dengan 11248.05 *ft*.

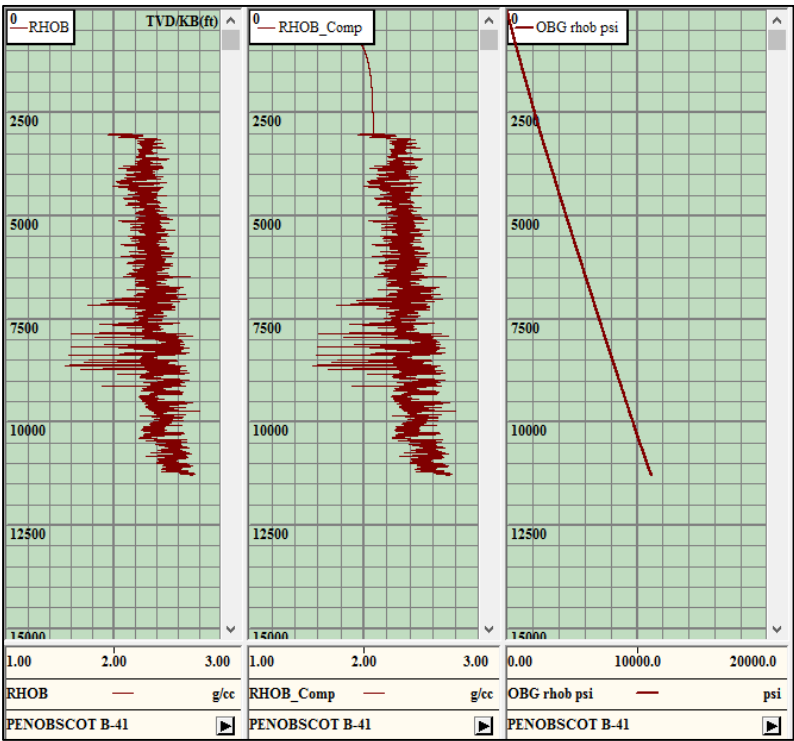


**Gambar 4.2** Analisa *shale baseline* dan *Shale points* pada Log Gamma Ray Sumur L-30.

Pada analisa *shale points* pada sumur L-30 (**Gambar 4.2**) letak *shale points* berada pada kedalaman 1067 *ft* sampai dengan 13000 *ft*.

4.1.2 Analisa Tekanan Overburden

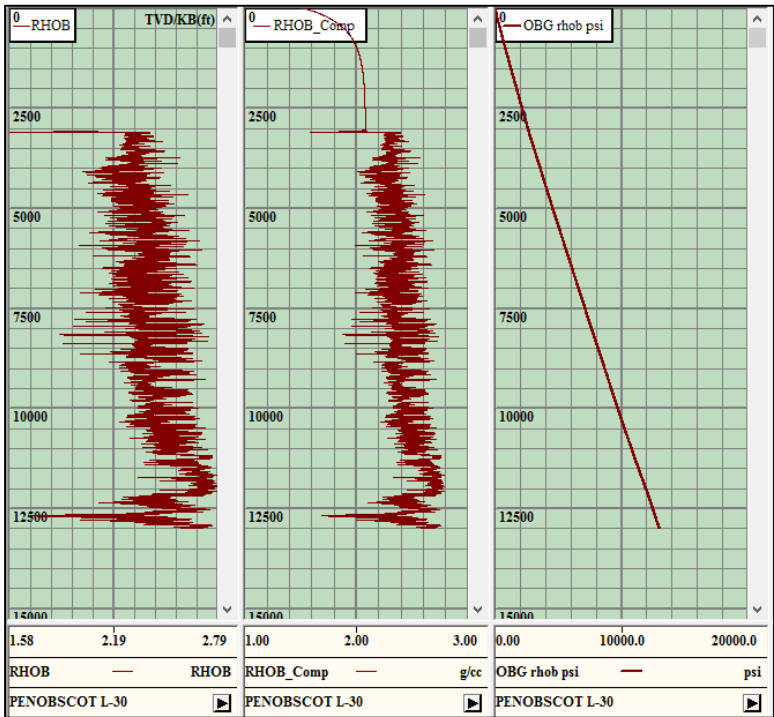
*Overburden pressure* atau tekanan batuan penindih ini diperoleh dari pengolahan data log densitas. Data log densitas yang ada belum lengkap dari permukaan sehingga diperlukan pembuatan log sintetis agar perhitungan *Overburden pressure* dapat dilakukan. Log densitas sintetis dibuat dengan metode Miller, kemudian digabung dengan log densitas hasil *logging* sehingga menjadi data densitas baru. Setelah memiliki data log densitas yang lengkap dari permukaan hingga dasar sumur, kemudian baru bisa dihitung nilai *overburden pressure*.



Gambar 4.3 Analisa tekanan overburden sumur B-41.

Hasil prediksi perhitungan *overburden pressure* pada sumur B-41 (Gambar 4.3) didapatkan dari log densitas hasil *logging* berada

pada kedalaman 3008.5 *ft* sampai dengan 11280 *ft*. Sehingga estimasi nilai densitas miller pada sumur B-41 dilakukan pada kedalaman mulai dari 1 *ft* sampai dengan 3008.5 *ft*. Setelah mendapatkan nilai densitas yang lengkap dari atas permukaan hingga dasar sumur kemudian menghitung nilai *overburden pressure* dari log densitas dengan menggunakan persamaan yang ada. Nilai dari tekanan *overburden* sumur B-41 berkisar dari 3-11100 psi.



**Gambar 4.4** Analisa tekanan *overburden* sumur L-30.

Sementara pada sumur L-30 hasil perhitungan *overburden pressure* (**Gambar 4.4**) didapatkan dari log densitas hasil *logging* berada pada kedalaman 3058.5 *ft* sampai dengan 13000 *ft*. Sehingga estimasi nilai densitas miller pada sumur L-30 dilakukan pada kedalaman mulai dari 1 *ft* sampai dengan 13000 *ft*. Nilai dari tekanan *overburden* sumur L-30 berkisar dari 3-13000 psi.

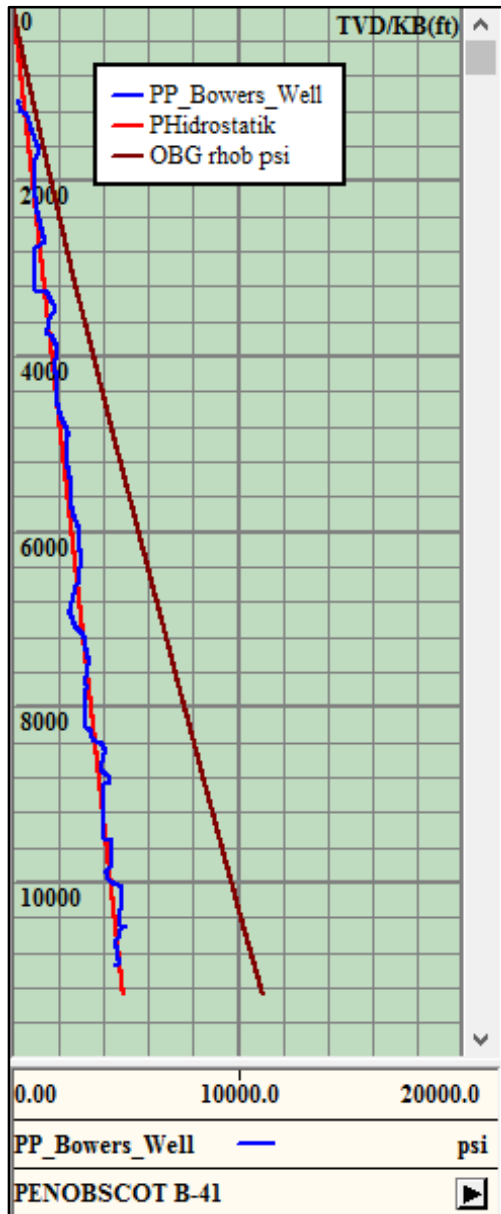


#### 4.1.3 Analisa Prediksi Tekanan Pori Formasi

Untuk menghtiung tekanan pori pada data log sonik dengan menggunakan metode Bowers harus terlebih dulu memiliki parameter yang dibutuhkan, yaitu data log sonik dan nilai tekanan *overburden*. Dalam penelitian ini *overpressure* yang didefinisikan memiliki nilai tekanan di atas 8.4 ppg yang tidak lain adalah tekanan hidrostatik yang dipakai pada penelitian ini. Sehingga jika tekanan pori formasi hasil prediksi melebihi tekanan hidrostatiknya maka formasi tersebut berada pada kondisi *overpressure*.

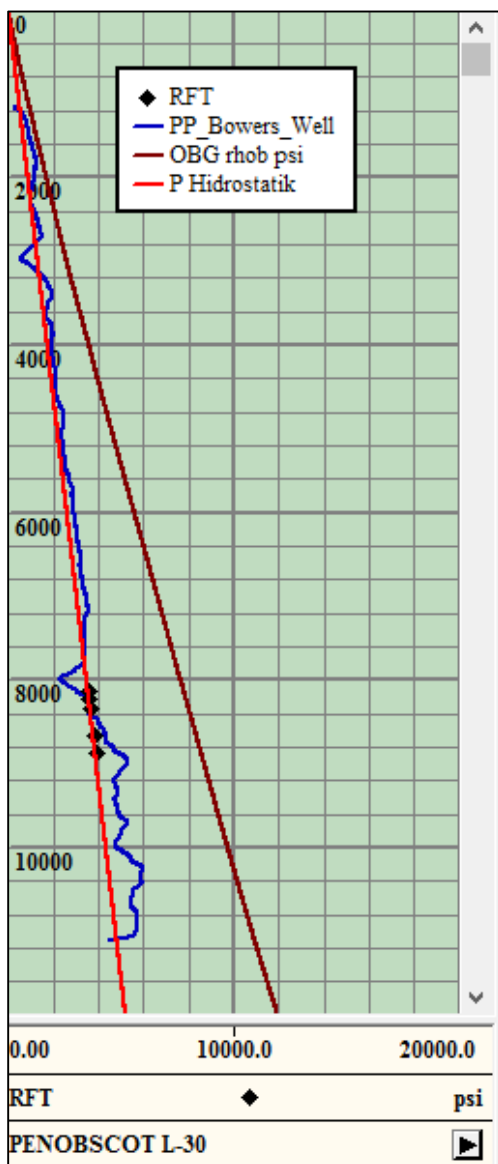
Perhitungan tekanan pori dilakukan 2 (dua) buah sumur, yaitu B-41 dan L-30. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan *software Drillwork Predict R5000*. Untuk penelitian ini digunakan metode Bowers untuk perhtiungan estimasi tekanan pori. Metode Bowers dipilih dalam perhtiungan tekanan pori lapangan Penobscot karena hasil perhitungan tekanan pori dapat dikalibrasi atau bersesuaian dengan nilai pengukuran tekanan langsung (RFT).

Metode Bowers menggunakan beberapa variabel untuk mendapatkan hasil tekanan pori. Variabel yang digunakan diantaranya kecepatan dari log sonik dan kecepatan dari seismik. Metode Bowers dapat diaplikasikan pada lingkungan *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme pembebanan ataupun nonpembebanan.



**Gambar 4.5** Hasil analisis prediksi tekanan pori pada sumur B-41.

Sumur B-41 merupakan sumur yang dilakukan perhitungan tekanan pori. Pada **Gambar 4.5** terdapat 3 (tiga) buah grafik antara lain tekanan hidrostatik yang berwarna merah, tekanan *overburden* yang berwarna merah tua, dan tekanan pori yang berwarna biru tua. Tekanan hidrostatik, digunakan densitas air tawar dengan nilai 0,433 psi/ft. Tekanan tersebut dianggap sama diseluruh formasi dan dijadikan patokan untuk penentuan *overpressure* karena tekanan tersebut termasuk tekanan normal fluida dalam pori. Tekanan *overburden* memiliki nilai yang meningkat. Semakin dalam kedalaman maka semakin tinggi nilai tekanan *overburden*-nya. Hal tersebut terjadi karena semakin dalam batuan, maka massa medium yang berada diatas batuan semakin besar sehingga menghasilkan densitas yang cukup besar pula dan menyebabkan tekanan pada tubuh batuan yang cukup tinggi. Tekanan pori adalah perhitungan terakhir yang dilakukan untuk mengetahui berapa nilai tekanan fluida yang berada pada kolom batuan. Penentuan tinggi atau rendahnya tekanan pori melalui sebuah batas yaitu tekanan normal, yang dianggap berupa tekanan hidrostatik dimana di tekanan hidrostatik belum terpengaruhi oleh *overburden*. Tekanan hidrostatik dari sumur B-41 memiliki nilai 1 hingga 4884 psi. Nilai dari tekanan pori sumur B-41 berkisar dari 143-5000 psi terukur dari kedalaman 140 *ft* hingga 10955 *ft*. Pada sumur B-41 tidak terlihat suatu defleksi tekanan pori dari tekanan hidrostatiknya. Hal ini menandakan pada sumur B-41 tidak terdapat gejala *overpressure*.



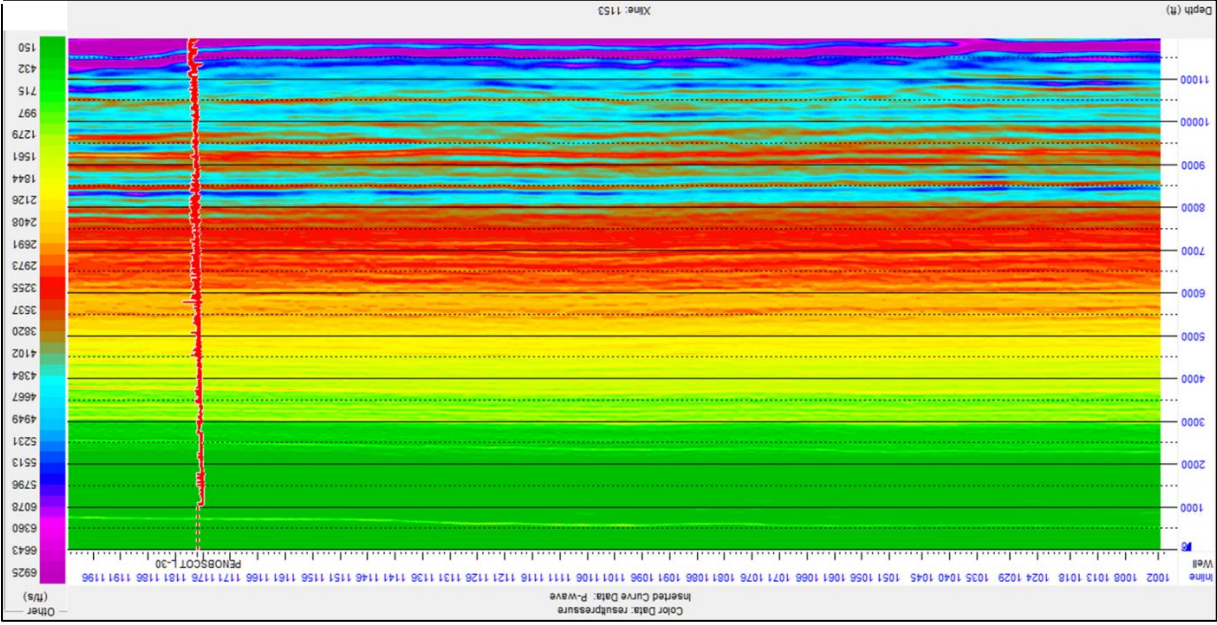
**Gambar 4.6** Hasil analisis prediksi tekanan pori pada sumur L-30.

Pada **Gambar 4.6** menjelaskan tentang estimasi tekanan pori pada sumur L-30. Terdapat 3 (tiga) buah grafik antara lain tekanan hidrostatik, tekanan *overburden*, dan tekanan pori serta 5 buah titik hasil pengukuran tekanan langsung berupa RFT (*Repeat Formation Test*). Nilai RFT sumur L-30 disimbolkan dengan kotak hitam. Grafik berwarna merah tua merupakan tekanan *overburden* yang nilainya meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Grafik berwarna merah merupakan tekanan hidrostatik, yang nilainya sebesar 0,433 psi/ft yang berupa fluida air tawar. Grafik berwarna biru tua merupakan tekanan pori sumur L-30. Pada sumur L-30 diestimasi terdapat *overpressure* di bawah permukaannya. Penentuan *overpressure* dapat dilihat dari defleksi grafik tekanan pori yang melebihi dari tekanan hidrostatik. Terlihat pada grafik tekanan pori tersebut, kenaikan tekanan pori pada kedalaman 8800 *ft*. Tekanan hidrostatik kedalaman 8800 *ft* bernilai 3500 psi dan tekanan pori bernilai 4250 psi. Pada kedalaman tersebut diestimasi sebagai *top overpressure* karena terjadi kenaikan tekanan pori dari tekanan hidrostatiknya sebesar 750 psi.

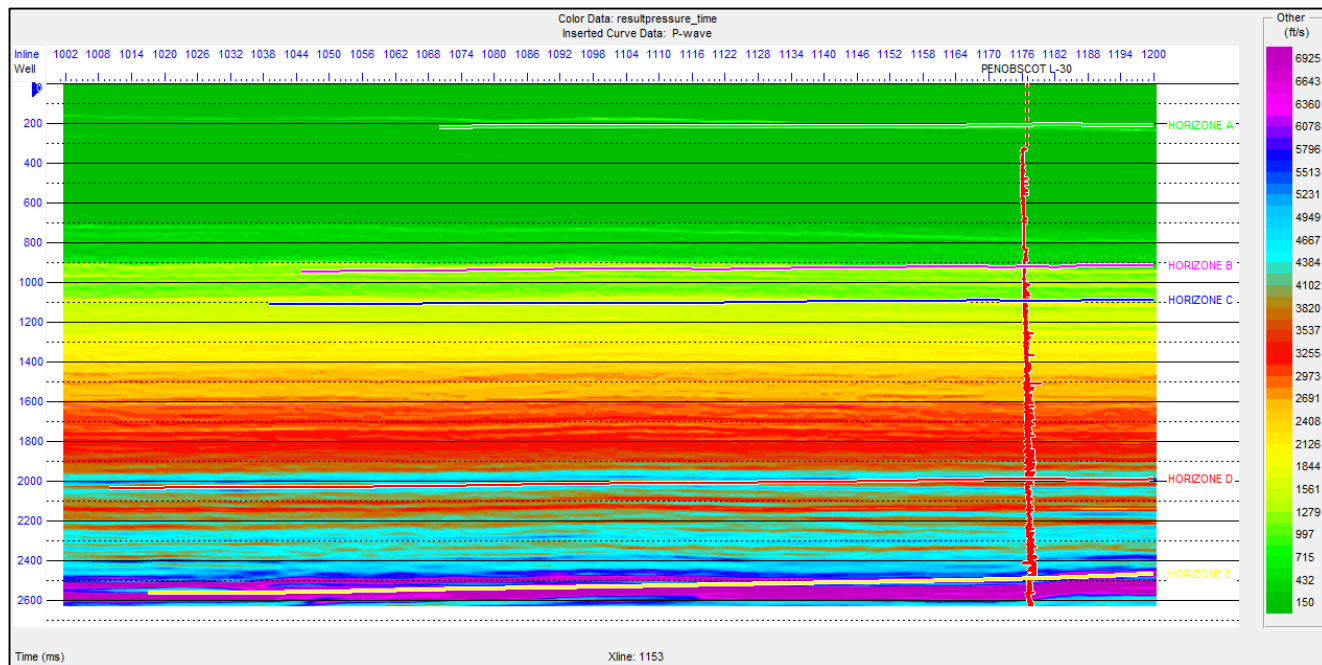
## 4.2 Analisa Tekanan Pori dari Data Seismik

Sumur yang dilewati oleh lintasan seismik ini adalah sumur L-30 pada *xline* 1157 dan *inline* 1177. Penampang tekanan pori dalam satuan psi di lintasan *xline* 1157 dan *inline* 1177 diperlihatkan pada **Gambar 4.7 dan 4.8**.

Pada gambar tersebut, terlihat bahwa secara kualitatif terjadi kenaikan tekanan pori seiring bertambahnya kedalaman. Namun pada kedalaman 8800 *ft* atau 2000 ms terjadi kenaikan tekanan yang cukup besar dari tekanan hidrostatik atau tekanan normalnya pada kedalaman tersebut.



Gambar 4.7 Hasil persebaran tekanan pori pada domain kedalaman (ft)



**Gambar 4.8** Hasil persebaran tekanan pori pada domain waktu (ms)

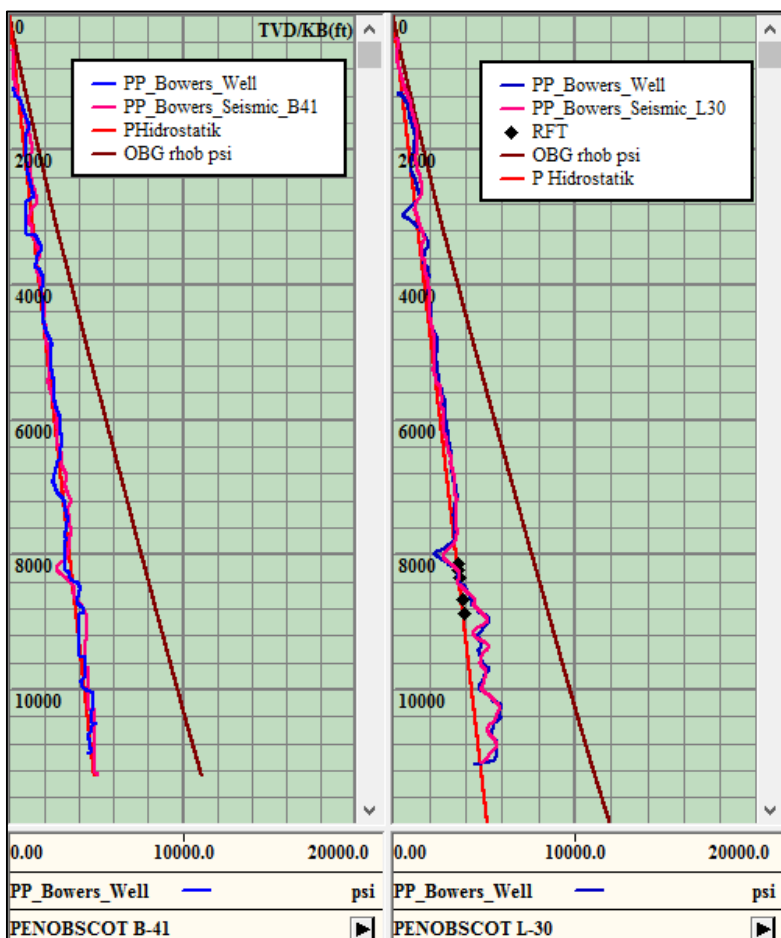
### 4.3 Analisa Kalibrasi Tekanan Pori dari Data Seismik dan Data Sumur

Perhitungan tekanan pori yang telah dilakukan dengan menggunakan data seismik dan data sumur harus dilakukan kalibrasi agar didapatkan hasil yang akurat. Pada **Gambar 4.7** grafik sebelah kiri menunjukkan hasil kalibrasi tekanan pori dari data seismik dan sumur B-41. Grafik berwarna biru tua menunjukkan tekanan pori dari sumur dan grafik berwarna ungu menunjukkan tekanan pori dari seismik. Dari grafik tersebut terlihat tren yang saling bersesuaian antara hasil sumur dan seismik.

Pada **Gambar 4.9** grafik sebelah kanan menunjukkan hasil kalibrasi antara tekanan pori dari data seismik dan sumur L-30. Grafik berwarna biru tua menunjukkan tekanan pori dari sumur dan grafik berwarna ungu menunjukkan tekanan pori dari seismik. Dari grafik tersebut terlihat tren yang saling bersesuaian antara hasil sumur dan seismik.

Hasil pengukuran tekanan pori dari sumur dan seismik menunjukkan nilai saling bersesuaian terukur pada kedalaman yang sama. Untuk hasil tekanan pori sumur B-41 menunjukkan nilai tekanan sebesar 13 hingga 5035 psi begitu pula tekanan pori dari seismik menunjukkan nilai tekanan 13-5034 psi. Pengukuran tersebut memiliki nilai yang saling bersesuaian. Hasil tekanan pori sumur L-30 menunjukkan nilai tekanan sebesar 224 hingga 6000 psi begitu pula tekanan pori dari seismik menunjukkan nilai tekanan 65 hingga 6000 psi. Dari nilai tekanan pori sumur dan seismik memiliki nilai yang saling bersesuaian dan dianggap perhitungan tersebut sudah tervalidasi sehingga dapat dilakukan interpretasi.





**Gambar 4.9** Hasil kalibrasi antara tekanan pori dari sumur dan seismik pada sumur B-41 (sebelah kiri) dan sumur L-30 (sebelah kanan).

**(Halaman sengaja dikosongkan)**

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil penelitian dengan menggunakan data yang tersedia pada lapangan Penobscot, Cekungan Scotia dapat disimpulkan bahwa:

1. Hasil prediksi tekanan pori menunjukkan terdapat adanya zona *overpressure* pada kedalaman 8800 *ft* dengan kenaikan tekanan dari tekanan hidrostatik sebesar 4500 psi.
2. Peta penampang vertikal persebaran tekanan pori pada kedalaman 8800 *ft* atau 2000 ms menunjukkan adanya suatu kenaikan tekanan dari tekanan hidrostatik pada lapangan tersebut yang tersebar pada Formasi Missisauga.

#### **5.2 Saran**

Sebaiknya dilakukan analisis lebih lanjut mengenai mekanisme penyebab *overpressure* pada lapangan Penobscot, serta dilakukan prediksi tekanan pori menggunakan lebih dari 2 sumur agar mendapat hasil yang lebih akurat.

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**

## DAFTAR PUSTAKA

- Bigelow, E.L., 1994. Well logging methods to detect abnormal pressure. Dalam Ferlt, W.H., R.E. Chapman dan R.F. Hotz (eds), *Studies in Abnormal Pressure*. Amsterdam: Elsevier Science.
- Bowers, G. L., 1995. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. *Proceedings of SPE drilling & Completion*. Houston: Society of Petroleum Engineers.
- Campbel, Taylor J., et al. 2015. *Interpretation of Penobscot 3D Seismic Volume Using Constrained Sparse Spike Inversion, Sabel sub-Basin, Offshore Nova Scotia*. Canada: Dalhousie University, Nova Scotia.
- Dutta, N. C. 2000. *Geopressure*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- Eaton, B. A., 1975. The equation for overpressure prediction from well logs. *Proceedings of 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Enginners of AIME*. Dallas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers.
- Gordon, D. S. Amd Flemings, P. B. 1998. *Generating of overpressure and compaction-driven fluid flow in a Plio-Pleistocene growth-faulted basin, Eugene Island 330, offshore Louisiana*. Pennsylvania: Penn State University.
- J.A. Wade and B.C. MacLean. 1990. *The Geology of the Southeastern Margin of Canada in Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*, ed. M.J. Keen and G.L. Williams. 193-194. Ottawa: Geological Survey of Canada.

- Mouchet, J. Dan Mitchell, A., 1989. *Abnormal Pressure While Drilling*. Boussens: Elf Aquitaine.
- Osborne, M.J. & Swarbick, R.E. 1997. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation. *AAPG Bulletin*, **81**, 1023-1041.
- Ramdhan, A. M., 2010. *Overpressure and Compaction in the Lowe Kutai Basin, Indonesia*. Disertasi Durham University.
- Rider, M., 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Edisi kedua. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd.
- Swarbick, R. E. & Osborne, M. J. 1998. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview *In*: Law, B.E., Ulmishek, G.F & Slavin, V.I. (eds) *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*. AAPG, Tulsa, Memoir **70**, 13-34.
- Terzaghi, K. & Peck, R.B. 1967. *Soil Mechanics in Engineering Practice 2<sup>nd</sup> Edition*. John Wiley & Sons, New York, 729 p.

## LAMPIRAN

Tabel 1 Perhitungan Tekanan Hidrostatik Sumur B-41

Kedalaman (ft)	Tekanan_Hydrostatic (psi)
1	0.433
2	0.866
3	1.299
4	1.732
5	2.165
6	2.598
7	3.031
8	3.464
9	3.897
10	4.33
11	4.763
12	5.196
13	5.629
14	6.062
15	6.495
16	6.928
17	7.361
18	7.794
19	8.227
20	8.66
21	9.093
22	9.526
23	9.959
24	10.392
25	10.825
26	11.258

Tabel 2 Perhitungan tekanan overburden sumur B-41

Kedalaman (ft)	Tekanan_Overburden (psi)
5	3.30538
10	6.62713
15	9.96436
20	13.31643
25	16.68287
30	20.06327
35	23.45726
40	26.86452
45	30.28477
50	33.71774
55	37.16317
60	40.62083
65	44.0905
70	47.57196
75	51.06503
80	54.56949
85	58.08517
90	61.61189
95	65.14948
100	68.69778
105	72.25661
110	75.82584
115	79.4053
120	82.99484
125	86.59434
130	90.20364



Tabel 3 Perhitungan tekanan pori menggunakan metode Bowers pada sumur B-41

Kedalaman (ft)	Tekanan Pori_bowers (psi)
1227	1.88502
1232	134.34908
1237	168.2542
1242	190.14787
1247	207.342
1252	220.29553
1257	230.96577
1262	240.2661
1267	248.68007
1272	256.48764
1277	263.86209
1282	270.91644
1287	277.72754
1292	284.7605
1297	298.06833
1302	321.60388
1307	351.36719
1312	376.54276
1317	395.80624
1322	410.96872
1327	420.81253
1332	425.34012
1337	431.71802
1342	441.59265
1347	453.0098
1352	465.85202

Tabel 4 Perhitungan Tekanan Hidrostatik Sumur L-30

Kedalaman (ft)	Tekanan_Hydro (psi)
5	2.165
10	4.33
15	6.495
20	8.66
25	10.825
30	12.99
35	15.155
40	17.32
45	19.485
50	21.65
55	23.815
60	25.98
65	28.145
70	30.31
75	32.475
80	34.64
85	36.805
90	38.97
95	41.135
100	43.3
105	45.465
110	47.63
115	49.795
120	51.96
125	54.125
130	56.29

Tabel 5 Perhitungan tekanan *overburden* sumur L-30

Kedalaman (ft)	Tekanan_Oerburden (psi)
5	3.30538
10	6.62713
15	9.96436
20	13.31643
25	16.68287
30	20.06327
35	23.45726
40	26.86452
45	30.28477
50	33.71774
55	37.16317
60	40.62083
65	44.0905
70	47.57196
75	51.06503
80	54.56949
85	58.08517
90	61.61189
95	65.14948
100	68.69778
105	72.25661
110	75.82584
115	79.4053
120	82.99484
125	86.59434
130	90.20364
135	93.82261

Tabel 6 Perhitungan tekanan pori menggunakan metode Bowers pada sumur L-30

Kedalaman (ft)	PP dt bowers (psi)
1192	604.94714
1197	611.42651
1202	621.73065
1207	628.67737
1212	634.50586
1217	640.68805
1222	648.95526
1227	658.17188
1232	668.02905
1237	676.80524
1242	684.75079
1247	692.0827
1252	698.94849
1257	705.45203
1262	711.66846
1267	717.65356
1272	723.44971
1277	729.04242
1282	734.31903
1287	737.5285
1292	738.96222
1297	740.58533
1302	742.37695
1307	743.22656
1312	743.94025
1317	745.18951